Ontario

ONTARIO ENERGY BOARD ANNUAL REPORT

2007-08

Ontario's Energy Sector At A Glance

Electricity consumers:

4.6 million

Electricity distributors:

680,000 km^2 Total service area (sq.km)

200,000 km Total km of line

Natural gas consumers:

3.2 million

Ontario consumes:

26 % of Canada's electricity and

36 % of Canada's natural gas

Ontario produces:

26 % of Canada's electricity and less than

1 % of Canada's natural gas

Ontario Energy Board

P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto ON M4P 1E4
Telephone: (416) 481-1967
Facsimile: (416) 440-7656

Commission de l'énergie de l'Ontario

C.P. 2319
2300, rue Yonge
27e étage
Toronto ON M4P 1E4
Téléphone: 416 481-1967
Télécopieur: 416 440-7656

Mixed Sources
FSC

Printed on paper that contains recycled content

Our Mandate

The Ontario Energy Board regulates the province's electricity and natural gas sectors in the public interest. Our mandate is determined by the provincial government, and is embodied in legislation and regulations.

Our Vision

The Board envisions a viable and efficient energy sector with informed consumers served by responsive regulatory processes that are effective, fair and transparent.

Contents

A Message from the Chair and Chief Executive Officer	1
A Message from the Chief Operating Officer	2
Board Members	3
Executive Management Team	5
Measuring Our Performance	6
Strategic Business Objective 1	7
Strategic Business Objective 2	9
Strategic Business Objective 3	11
Strategic Business Objective 4	13
Strategic Business Objective 5	15
Management Initiatives in Support of Strategic Objectives	17
Section 30 Cost Awards	21
Financial Statements	22
Organizational Chart	33

A Message from the Chair and Chief Executive Officer

In fiscal 2007-08, the Ontario Energy Board continued its focus on providing better regulation that promotes the interests of consumers as well as economic efficiency in key aspects of the energy sector. These are important responsibilities for an economic regulator – responsibilities that ultimately serve the best interests of ratepayers, investors, utilities and the province as a whole.

With that in mind, I offer these observations on the importance of public service in terms of facilitating an efficient, robust and stable energy sector that is in the public interest.

First, to the notion of public service. In this reporting period, it is gratifying to highlight that the most recent survey of stakeholders, conducted for the past four years by Environics Research Group, highlights the performance of Board staff. Staff received the highest overall ratings last year for being knowledgeable, objective and fair, easy to deal with and responsive. This accomplishment is noteworthy for a number of reasons, not the least of which is what it signals about the Board's role in satisfying the public interest.

Determining what is in the public interest depends on our legislation and invariably involves balancing various competing interests. This balancing requires respect for the text and purposes of legislation, supported by appropriate processes.

What the survey of stakeholders clearly demonstrates is that the Board has the right people, with the right skill sets, in the right jobs, to do what it has been mandated to do. This depth of expertise allows us to anticipate issues that may arise, to consult with stakeholders in an informed way, to develop instruments that are timely and appropriate, and to monitor and be accountable for their implementation. Without this expertise, there would be no credible basis for dealing with the issues, no progress towards better regulation and no sense of a fair result.

Expertise without wisdom does not serve the public interest if it leads to a narrow outlook. Our challenge is to constantly look for better ways to regulate, and we do this by maintaining a broad and informed perspective. It may be that our stated objectives are not achieved all at once, in any one year; however, this should not stop us from moving forward, trying new approaches and delivering reasoned decisions.

Transparency, broad stakeholder participation and appropriate intervenor funding assist in ensuring that different, relevant interests are represented in the regulatory process. They also underscore our belief that public participation is essential to understanding the public interest. Moving forward, consultations with stakeholders will remain a priority, ensuring that their views continue to be heard and understood.

I would like to thank our staff and Board Members for their commitment to the Board's mandate and for their resolve in approaching the challenges we face with discipline, tenacity and the utmost professionalism. This is the embodiment of public service. I would also like to acknowledge the active engagement of our many stakeholders, including utilities and other licensees, whose views are an integral part of the adjudicative process. We are mindful that when we are setting out our regulatory agenda, we are, essentially, setting out theirs. I thank them for their cooperation and commitment to working with us in serving the province of Ontario and its people.

Howard I. Wetston, Q.C.
Chair and Chief Executive Officer

A Message from the Chief Operating Officer

The 2007-08 reporting year was particularly busy at the Ontario Energy Board, for staff and Board Members alike. Work during the year included the consideration of over 80 applications for 2008 electricity distribution rates, the approval of incentive based rates for both Union Gas and Enbridge Gas Distribution, delivery of regulatory policies relating to conservation and demand management for electricity distributors, the review of reporting and record-keeping requirements for electricity distributors, enhancements to the design and functionality of the Board's website, and significant progress towards the completion of our Information Technology Strategy.

As we have in past years, we engaged an independent auditor to review how well we achieved the performance measures set out in our business plan for 2007-08. Those results have been published on our website. This year's audit confirmed that we achieved 90.2 per cent of our performance measures for 2007-08. This percentage compares with an average of 97.7 per cent in past years. There are several reasons for this relatively lower score.

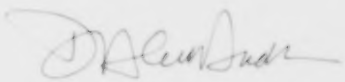
First, several of the performance measures were not completed in whole or in part because of factors beyond the Board's control. Second, during 2007, the Board decided to defer several regulatory policy initiatives in order that some staff could be redeployed to assist with the numerous applications in respect of electricity distribution rates. The decision to redeploy staff was, in our view, appropriate given our commitment to complete the electricity distribution applications on a timely basis. The policy development projects we deferred are now proceeding during 2008-09.

Third, the Board decided not to proceed during 2007-08 with a major project relating to the standardization of the mechanism by which the Board adjusts gas commodity rates on a quarterly basis. That project was deferred because of an unanticipated change to the schedule for a gas utility rate case. That project is now also proceeding during 2008-09.

I am pleased that in respect of six key performance measures we exceeded our targets during 2007-08. Those measures are in the areas of applications management, compliance management, consumer relations, and staff training and development.

The Board is undertaking a review and redesign of our planning processes. Going forward, our objective is to bring greater discipline to the way we set our priorities and the way in which we review them on a periodic basis once the plan is in place. Above all, we want to ensure that we commit to projects and timelines that are reasonable and that can be delivered without over stretching our resources or those of our stakeholders.

In conclusion, I would like to thank all Board staff for the professionalism and energy they bring to their work. When I joined the Board from the private sector in December 2007, I was struck by the commitment to public service exhibited throughout the organization. That commitment helped the Board rise to the challenges of a very busy year.



Aleck Dadson
Chief Operating Officer

Board Members

The Honourable Howard I. Wetston, Q.C.
Chair and Chief Executive Officer

Appointed Chair of the Ontario Energy Board on June 30, 2003, Mr. Wetston was re-appointed in 2008 for a second five-year term. Prior to this he served as Vice-Chair of the Ontario Securities Commission. He has been a Judge of the Federal Court of Canada (Trial Division), Director of Investigation and Research of the Federal Bureau of Competition Policy (now Commission of Competition). Mr. Wetston was appointed Queen's Counsel in 1990, and is a member of the Ontario and Alberta Bars. His current term with the Ontario Energy Board expires in June 2013.

Gordon Kaiser
Vice-Chair

Gordon Kaiser was appointed Vice-Chair of the Board in July 2004. He has specialized in competition and regulatory law for over 25 years and served as special counsel to the Attorney General of Canada in competition law matters. He has appeared as counsel in regulatory hearings in nine provinces as well as before four different Federal Tribunals. Mr. Kaiser has served as an Adjunct Professor at both Queen's University and the University of Toronto. Mr. Kaiser's term expires in July 2009.

Pamela Nowina
Vice-Chair

Pamela Nowina was appointed Vice-Chair of the Board in July 2005 and has been a full-time member of the Board since March 2004. She has more than 20 years of progressively senior management experience in the natural gas and electricity sectors and, as a partner with PricewaterhouseCoopers and IBM Canada Business Consulting Services, was responsible for the strategy practice for the energy sector. Ms. Nowina's term expires in March 2010.

Full-Time Board Members

Paul Vlahos was appointed to the Board in 1994 and served as Interim Chair from December 2002 to June 2003 and Vice-Chair of the Board prior to that. Mr. Vlahos also served as general manager at the Ontario Telephone Service Commission. He has taught economics at the University of New Brunswick and has held several positions in the natural gas utility sector. Mr. Vlahos' term expires in April 2010.

Paul B. Sommerville was appointed as a full-time member of the Ontario Energy Board in July 2001. He left his family law firm to become director of legal services for the Ontario Trucking Association, and afterwards, was counsel responsible for environmental and health and safety matters for General Motors. Mr. Sommerville's term expires in July 2009.

Cynthia Chaplin was appointed to the Board as a full-time member in March 2004. She has extensive experience in the natural gas and electricity sectors in Canada and the United Kingdom as an energy economist and consultant. Prior to joining the Board, Ms. Chaplin held senior positions with British Petroleum, Amoco and the Office of Gas Supply – Britain's gas regulator. Ms. Chaplin's term expires in March 2011.

Ken Quesnelle was appointed a full-time member of the Board in August 2005. Mr. Quesnelle is the former vice-president and assistant general manager of Woodstock Hydro Services Inc. and past chair of the Electricity Distributors Association. He has been a very active participant in the remodeling of the electricity sector in Ontario over the past several years, and with over 25 years of experience in the utility business, has taken a leadership role on numerous industry task forces and advisory groups. Mr. Quesnelle's term expires in September 2010.

Bill Rupert was appointed to the Board as a full-time member in May 2006. From mid-2004 to late 2005, he served as the OEB's Managing Director, Regulatory Policy Development. Prior to that, Mr. Rupert, a chartered accountant, was a partner in Ernst & Young's Assurance and Advisory Business Services practice, specializing in the energy and financial services industries. He was also a practice fellow at the Financial Accounting Standards Board in the U.S. and a member of the Technical Panel of the Independent Electricity System Operator. Mr. Rupert's term expires in May 2008.

Part-Time Board Members

Cathy Spoel was appointed as a part-time member of the Board in October 1999. She is a lawyer with more than 15 years of experience in administrative law, with a focus on land use planning, environmental, municipal and energy law and she also specializes in alternative dispute resolution. Ms. Spoel's term expires in February 2012.

David Balsillie was appointed to the Board as a part-time member in June 2007. Dr. Balsillie has served as an Assistant Deputy Minister with both the Ministry of Natural Resources and Ministry of Environment, and is an Adjunct Professor in the Faculty of Forestry at the University of Toronto. He has expert knowledge in environmental matters, particularly in sustainable forest management, land-use planning and resource allocation, biodiversity conservation and global warming. Dr. Balsillie's term expires in June 2009.

Executive Management Team

Aleck Dadson
Chief Operating Officer

Mark Garner
Managing Director,
Market Operations

Denise Harrington
Managing Director,
Communications and Public Affairs

Marika Hare
Managing Director,
Regulatory Policy Development

Mary Anne Aldred
General Counsel

Catherine Barker-Hoyes
Managing Director,
Business Services

Ontario Energy Board – Regulates/Licenses:

- 77 electricity generators
- 81 electricity distributors (92 licensed entities)
- 1 electricity transmitters (7 licensed entities)
- 125 electricity wholesalers
- 62 electricity retailers
- 16 smart sub-meterers
- 1 natural gas distributors
- 77 natural gas marketers
- Ontario Power Authority
- Independent Electricity System Operator
- Smart Metering Entity

MEASURING OUR PERFORMANCE

Setting goals is an essential part of strategic planning. Equally important are measuring one's progress and reporting back on key milestones. These three steps – planning, monitoring and reporting – form the bedrock of the Ontario Energy Board's commitment to good governance.

We do these things because they help us to understand how far we have progressed in certain areas from one year to the next, and where we can improve. In reporting back we demonstrate our belief that to be credible, excellent organizations should also be transparent.

As was the case last year, this year's report is organized around the five strategic business objectives that are detailed in the Board's 2007-10 Business Plan. Each objective is broken down into a specific number of key initiatives, each of which is judged according to its importance, level of complexity and the amount of time required to meet each performance measure.

"Our report is designed to allow the public to examine our performance measures and achievements," said Board Chair Howard Wetston. "It is brief because we hope our actions speak louder than words."

For the fourth straight year, the Board sought independent verification of its performance results through an independent auditor — OCG Strategy and Organization Consulting.

Overall the OEB achieved 90.2 per cent of its Strategic Objectives as identified in the 2007-10 Business Plan. Twelve out of 44 performance measures within the Board's control were not fully achieved.

Three performance measures were not fully achieved due to factors outside of the Board's control and have been removed from the total weighting score (treated the same as out-of-year performance measures). Removing performance measures that were not fully achieved due to factors outside of the Board's control from the total weighting is a change in process when evaluating measures that are outside the Board's control. In previous years, measures not fully completed due to factors outside the Board's control were scored full achievement. The change in process demonstrates more transparency by not awarding a full achievement when the performance measure was not completed by the fiscal year-end.

The following chart provides a brief snapshot of the Board's performance for each strategic business objective. More detailed information on specific initiatives can be found in the body of this report, in the appropriate section.

	Strategic Objectives	Weight	Results
1	To provide sound economic regulation that balances the interests of consumers with the need for a financially viable energy sector	32	20.9
2	To help meet Ontario's challenges for renewal of energy infrastructure, supply, and conservation and demand management	11	10.87
3	To monitor, report and improve on regulatory processes to ensure that they are effective, fair and transparent	26	25.9
4	To enhance public confidence in the Board's regulation through expanded audit and compliance programs	34.5	33.2
5	To provide clear and timely communications to enhance transparency with stakeholders and empower consumers	27	24.36
	Management initiatives in support of strategic objectives	26	26
	Totals	**156.5**	**141.23**

STRATEGIC BUSINESS OBJECTIVE **ONE**

To provide sound economic regulation that balances the interests of consumers with the need for a financially viable energy sector

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
The cost allocation informational filings have been reviewed by the Board.	100%	1	1
A Board policy paper has been issued reviewing the design of electricity distribution rates, including standby and distributed generation rates.	50%	4	2
An industry working group has been established to assist in the development of third generation incentive regulation.	100%	1	1
2008 distribution rates have been approved (rebased or adjusted with incentive mechanism).	98%	4	3.9
Service quality regulation for electricity distributors has been established.	80%	4	3.2
The Regulated Price Plan has been adjusted, if required, based on the existing methodology and the results of regular forecasting.	100%	2	2
Subject to the timing of the operationalization of the smart meter entity, the Board will have implemented mandatory time-of-use electricity pricing.	N/A	0	N/A
The principles and methodologies for incentive regulation have been determined by the Board.	95%	4	3.8
Rates based on the incentive rate principles and methodologies have been approved for natural gas distributors.	100%	4	4
The Board has further standardized the Quarterly Rate Adjustment Mechanism methodology.	0%	4	0
The Board has concluded an examination of the cost allocation between the regulated supply and distribution functions, including an examination of the load balancing obligations of the natural gas distributors.	0%	4	0
Totals		**32**	**20.9**

Board Codifies Service Quality Standards for Electricity Distributors

In the 2007-08 reporting year, the Board drove home the importance of service quality by codifying requirements related to connection of new services, appointment scheduling, appointments met, rescheduling a missed appointment, telephone accessibility, telephone call abandon rate, written response to enquiries and emergency response. The service quality requirements were added to the Distribution System Code and become effective in January 2009. All licensed electricity distributors in the province must comply with the provisions outlined in the Code as a condition of their licence. The codification of mandatory service quality standards brings Ontario's electricity sector into alignment with the province's natural gas sector and means that utilities will no longer be able to simply report on their performance, but rather will be required to meet pre-determined performance levels.

The approach of codifying service quality requirements was generally well received by stakeholders. In its comments, the Coalition of Large Distributors expressed support for the initiative. "A review of the Board's service quality regulation framework at this time is entirely consistent with plans for the introduction of the 3rd Generation Incentive Regulation framework."

Hydro One Networks was equally supportive, saying: "... [service quality requirements] are a necessary regulatory tool that enables the Regulator to assess utilities' performance in consistently providing the appropriate level of distribution services to electricity customers. In this respect the move towards the setting of clear standards is consistent with the utilities' drive to maintain high levels of customer satisfaction." And in its comments, the Power Workers' Union (PWU) indicated: "The PWU commends the Board's commitment to implement an effective service quality regulation regime in its incentive regulation framework."

Milestones Reached in Incentive Regulation

Important milestones in the implementation of incentive regulation were reached in the 2007-08 reporting year – a reflection of the Board's progress in delivering on its commitment to balance the interests of consumers with the need for an efficient and financially viable energy sector.

In the natural gas sector, the Board approved multi-year incentive rate plans for Enbridge Gas Distribution and Union Gas that will be used to determine the gas delivery rates that these utilities will charge customers in each year of the five-year plan (2008-12). The plans for Enbridge Gas Distribution and Union Gas differ due to the unique nature of each utility's customer mix, asset base, cost structure and revenue generating opportunities. Enbridge's plan is a revenue-per-customer cap that uses a formula to set the total allowable revenue, which in turn is used to set rates. Union Gas' plan is a price cap that uses a formula to set the allowable change in rates.

"The five-year incentive rate plans are a significant achievement which, from the Board's perspective, will create incentives for innovation and encourage operational efficiencies in the natural gas sector," said Laurie Klein, Policy Advisor, Regulatory Policy Development.

In the electricity sector, Board staff undertook research, commissioned expert advice and consulted with stakeholders on the principles and methodology for the third generation incentive regulation mechanism for adjusting electricity distribution rates starting in 2009. Among the issues that were considered during the consultation process were: improving efficiency; fostering business innovation; eliminating the need for annual cost of service applications; and creating a more predictable regulatory environment for distributors.

"We at the Board, together with those in the sector with whom we work, are making steady progress in terms of learning more about incentive regulation and coming to a better understanding of issues related to effective implementation in this sector," said Lisa Brickenden, Policy Advisor, Regulatory Policy Development.

The Board also continued to consult with the sector on a comparative utility cost analysis methodology for electricity distributors. Lastly, the Board examined whether a fundamental redesign of electricity distribution rates is warranted in light of developments in smart metering, conservation and demand management, and distributed generation.

Lisa Brickenden
Policy Advisor, Energy Retail Policy

Paul Gasparatto
Project Advisor, Compliance

STRATEGIC BUSINESS OBJECTIVE TWO

To help meet Ontario's challenges for renewal of energy infrastructure, supply, and conservation and demand management

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
A study of the current condition of electricity distribution infrastructure assets has been completed.	87%	1	87
The Board's decision in the Natural Gas Electricity Interface Review and Storage proceeding has been implemented.	100%	2	2
Rules of conduct and reporting relating to storage have been implemented.	N/A	0	N/A
Regulatory policies relating to conservation and demand management delivered by electricity distributors have been developed and implemented.	100%	4	4
The Board has developed and implemented regulatory instruments that support the roll-out of smart meters, as determined by legislation.	100%	4	4
Totals		**11**	**10.87**

Board Issues Comprehensive Conservation and Demand Management Guidelines

In an effort to ensure that all electricity distributors are on the same page, literally, when it comes to implementation and evaluation of their conservation and demand management (CDM) initiatives, in March 2008 the Board issued its Guidelines for Electricity Distributor Conservation and Demand Management — a comprehensive document that consolidates all of the Board's policies in relation to CDM activities undertaken by electricity distributors. An updated version of the Total Resource Cost (TRC) Guide, which provides direction for assessing the cost effectiveness of CDM programs, is also included.

As part of the Board's work on the further development of CDM, fact-finding meetings with stakeholders were held in Barrie, Chatham, Guelph, London, Ottawa, Niagara Falls, Sudbury, Thunder Bay, Toronto and Whitby. The goal of the sessions was to discuss any outstanding issues related to the implementation of CDM policies and to identify any remaining regulatory barriers. Issues pertaining to CDM application and review processes, ongoing and future funding, the role of distributors in delivering CDM programs, program evaluation and customers' access to distributor-based CDM programs all were discussed. Work was concluded on the regulatory framework for CDM activities undertaken by electricity distributors, and on the codification of service quality requirements for electricity distributors.

"This was an important initiative for the Board and one that we hope facilitates a better understanding of the Board's policies and therefore supports the successful implementation of CDM programs," said Marika Hare, Managing Director, Regulatory Policy Development. "Face-to-face consultations with distributors and other stakeholders made the process an extremely positive one. They told us they appreciated the Board's commitment to identifying and addressing issues and concerns raised."

Marika Hare
Managing Director, Regulatory Policy Development

Michael Bell
Advisor, Facilities Applications

Josh Wasylyk
Analyst, Facilities Applications

Zora Crnojacki
Project Advisor, Facilities Applications

The Integrated Power System Plan Review

During the 2007-08 reporting year, the Board reached the first major milestone in its review of the Ontario Power Authority's (OPA) Integrated Power System Plan (IPSP). In March, it announced a list of 34 approved issues on which evidence will be heard during Phase 2. The issues include conservation and renewable supply, nuclear power for base-load generation, replacement for coal-fired generation and transmission requirements. In addition, issues related to procurement processes, and another, with respect to consultation with Aboriginal Peoples, were identified.

The scope of the IPSP hearings is also noteworthy. It is broader than any previous hearing before the Board, both in terms of the Board's mandate and in terms of the breadth of intervenor participation. Intervenors, including Aboriginal and environmental organizations, municipalities, power workers, major electricity consumers and consumers in general, have come before the Board in record numbers. Phase 1 hearings drew a total of 28 oral submissions, some of which were on behalf of multiple groups, as well as written submissions from the OPA and from 66 intervenors – a new level for Board hearings.

Commenting on this broad spectrum of intervenors, Vice-Chair Pamela Nowina stated: "I firmly believe that a just result comes when as a regulator we are able to provide an environment in which all stakeholders – regardless of their experience with Board processes – feel confident enough to bring their case forward, secure in the knowledge that their issues will be dealt with respectfully, thoughtfully, openly and transparently."

In light of the broader spectrum of stakeholders represented during Phase 1 hearings, Board staff took a proactive approach to facilitating effective participation. For example, they arranged pre-hearing meetings in order to explain the Board's role and responsibilities and the manner in which presentations should be made. The Board has ordered the OPA to pay some of the costs of participation in the Phase 1 hearings by eligible intervenors, typically not-for-profit groups with an established constituency and significant expertise in matters related to the core issues. These varied approaches were meant to ensure that all intervenors – no matter how experienced in Board proceedings – would have an opportunity to effectively make their views known to the Board.

"I firmly believe that a just result comes when as a regulator we are able to provide an environment in which all stakeholders – regardless of their experience with Board processes – feel confident enough to bring their case forward."

"We are constantly trying to gain a better understanding of the electricity and gas sectors," said Board Chair Howard Wetston. "In helping the province meet its energy challenges, the Board must apply sound technical judgment on the issues to the needs of stakeholders and consumers that fall within our mandate. To do that successfully requires a willingness to get to the heart of the issues, hearing the perspectives brought by all stakeholders."

Neil McKay
Manager,
Facilities Applications

Pamela Nowina
Ontario Energy Board Vice-Chair

Jennifer Lea
Counsel, Special Projects,
Market Operations

Violet Binette
Project Adviser,
Electricity Rate Applications

David Richmond
Project Adviser,
Facilities Applications

STRATEGIC BUSINESS OBJECTIVE THREE

To monitor, report and improve on regulatory processes to ensure that they are effective, fair and transparent

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
The OEB has achieved its published timelines for processing generic applications 70% of the time.	100%	8	8
The OEB has provided a response to applicants within 10 days 85% of the time.	100%	8	8
Parties contacting the Market Operations Hotline have received a complete response within five business days 85% of the time, and the remainder have received a complete response within 45 days.	98.8%	8	7.9
The filing requirements for natural gas distributors with respect to incentive regulation have been developed and released.	100%	2	2
Totals		**26**	**25.9**

Timelines for Generic Applications Met for Third Straight Year

For the third year in a row, the Board met its target for processing applications in the three main areas of its mandate, namely rates, infrastructure projects and licensing, this despite pressure to also deal with a large number of applications for cost of service based electricity rate applications, the application to approve the Integrated Power System Plan and the application to approve the construction of the Bruce to Milton transmission line. In 2007-08, a total of 426 applications were processed.

Performance standards, which are posted on the Board's website, were first implemented in the 2005-06 reporting year, following a thorough internal review and stakeholder input. The timelines for processing an application vary depending on the type of application and the evidentiary requirements for each application. For a complete listing, visit the 'Corporate Information and Reports' section of the Board's website.

"Three years ago, we made a promise to our stakeholders in terms of timeliness and for the third straight year we have kept our promise.

"We are very pleased with these results," said Allan Fogwill, Director, Applications. "Three years ago, we made a promise to our stakeholders in terms of timeliness and for the third straight year we have kept our promise. The focus is always on a full and fair consideration of the application, and we'll also do everything we can to meet our promise for timeliness again next year."

Gona Jafi
Advisor, Licence Applications

Allan Fogwill
Director, Applications

Ontario Energy Board – Applications Processed in 2007-08

Type of Application	Number
Electricity	
Facilities	7
Licence	89
Licence amendments	43
Corporate changes (mergers, acquisitions, amalgamations, divestitures)	20
Rates	151
Other	25
Subtotal	**335**

Type of Application	Number
Natural Gas	
Certificates	11
Facilities	21
Franchise	20
Licence	8
Corporate changes (mergers, acquisitions, amalgamations, divestitures)	0
Rates	29
Other	2
Subtotal	**91**

Grand Total	**426**

Martin Benum
Advisor, Electricity Rate Applications

Lenore Dougan
Analyst, Electricity Rate Applications

STRATEGIC BUSINESS OBJECTIVE FOUR

To enhance public confidence in the Board's regulation through expanded audit and compliance programs

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
Audit reviews that report on utility performance improvement in such areas as line losses and outage management performance have been completed.	95%	2	1.9
A study that examines potential incentives associated with line loss reductions has been completed.	0%	.5	0
Compliance matters have been resolved in accordance with our performance standards by providing a compliance determination letter within 150 days, at least 85% of the time.	100%	8	8
We have reported quarterly on the outcome of compliance reviews.	100%	8	8
A program to monitor and enforce electricity distributors' compliance with their obligation to connect generation facilities as set out in the Distribution System Code has been implemented.	100%	2	2
A program to monitor and enforce compliance with the Gas Distribution Access Rule's service transaction requirements and electronic business transaction standards has been implemented.	100%	2	2
The Electricity Reporting and Record-keeping Requirements have been reviewed to ensure that they support incentive-based regulation.	100%	4	4
Annual reports that summarize key industry performance statistics have been refined and published.	100%	2	2
The Uniform System of Accounts for natural gas distributors has been reviewed and any required changes have been implemented.	100%	2	2
The Board has adopted a method of comparing electricity distributors (i.e. benchmarking).	83.3%	4	3.3
Totals		**34.5**	**33.2**

Simplifying Filing Burden for Electricity Distributors

In the 2007-08 reporting year, the Board moved forward with an initiative designed to minimize data filings that are required of electricity distributors. Instead of filing the same information twice, once with the Ontario Energy Board and a second time with Statistics Canada, as they are currently obligated to do, electricity distributors now have the option to file just once with the Board which then forwards their information on to Statistics Canada. In proposing to become a consolidation point for the filing process, the Board's objective was to relieve some of the burden on distributors while at the same time helping to standardize the reporting process for Statistics Canada.

Wade Frost
Advisor, Regulatory Audit

Duncan Skinner
Special Advisor, Regulatory Audit

Brian Hewson
Chief Compliance Officer

Benchmarking Continues to Evolve in Support of Incentive Regulation

In the 2007-08 reporting year, the Board continued to examine ways to improve the way it regulates the large number of electricity distributors in Ontario, focusing on continuing to evolve its benchmarking methodology, particularly regarding the comparison of operations, maintenance and administration costs from one electricity distributor to the next. "In the mass amount of information the Board receives every year from electricity distributors, we are constantly looking for ways to help us improve the efficiency with which interested parties can monitor cost performance of distributors and of the sector as a whole," says Bill Cowan, Chief Regulatory Auditor. "Benchmarking is all about making sure that we are comparing apples to apples. Benchmarking is really the companion to incentive regulation."

To ensure the results of this work are transparent, the Board posts the results in the 'OEB Key Initiatives' section of its website under 'Comparison of Electricity Distributor Costs'. The information published in 2007-08 included cost performance data for all distributors for the years 2002 to 2006, the results of work by Board staff's consultants and the results of various consultations held during the year. The posted data also served as a building block for the work on incentive regulation described earlier in this annual report.

Bill Cowan
Chief Regulatory Auditor

New EBT Standards Established for Gas Sector

In May 2007, the industry working group that had been charged in 2005 to develop electronic business transaction (EBT) standards for the gas industry reported that cutover plans for the new standards were complete. With this, the Board's focus has shifted to ensuring that the EBT standards are implemented.

EBT standards define the electronic data exchange requirements underpinning the entire relationship between natural gas distributors and marketers, including switching suppliers, billing and settlements. The new EBT standards, which mirror those that are currently in place in the retail electricity sector, are now an integral part of the Board's Gas Distribution Access Rule, initially issued in December 2002. According to the terms of the Gas Distribution Access Rule, gas distributors must take every reasonable step to ensure that all information concerning consumers in the gas distributor's franchise area, including the identity of the consumer's gas vendor and billing option, is accurate and up-to-date. By monitoring and enforcing compliance with these standards, the Board will promote the realization of consumer choice. "The Board's role now is to see that consumers have their supply choices acted upon within the timelines and requirements set out in the Gas Distribution Access Rule," said Brian Hewson, Chief Compliance Officer. "By reporting on compliance, the Board will be able to demonstrate the extent to which it has facilitated consumer choice in the gas sector. We will also be informed as to issues that might still be outstanding and that may require some fine-tuning."

Keith Ritchie
Project Advisor, Electricity Rate Applications

By reporting on compliance, the Board will be able to demonstrate the extent to which it has facilitated consumer choice in the gas sector."

Since implementation of the new EBT standards, the Board notes that no major issues have been reported by marketers, distributors or consumers. The Board will continue to work with the industry to ensure that any necessary or desirable process improvements are identified.

Barb Robertson
Project Advisor, Compliance

STRATEGIC BUSINESS OBJECTIVE **FIVE**

To provide clear and timely communications to enhance transparency with stakeholders and empower consumers

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
Our communications provide information and context about OEB decisions, regulatory policy initiatives and impacts on consumers and stakeholders as well as about the OEB's organizational initiatives.	100%	4	4
The design and functionality improvements on the OEB website that provide better navigability and access to information for stakeholders, consumers and the public have been completed.	100%	2	2
The following consumer response standards have been met a minimum of 80% of the time: responding to general correspondence within 15 business days; answering calls within 20 seconds; and responding to voicemail by next business day.	67.7%	8	5.36
We have reported quarterly to inform the industry and the public about the types of issues that consumers raise in their enquiries to the Board.	100%	1	1
The resolution of disputes between regulated companies and consumers has been facilitated within 90 days, 90% of the time, and reported quarterly.	100%	8	8
The Board's stakeholder perception index is updated and the satisfaction rating with the OEB's overall performance achieves, at a minimum, the average of that rating for the previous three years.	100%	4	4
Totals		**27**	**24.36**

Paul Crawford
Advisor,
Communications & Public Affairs

Sophie Rousseau
Supervisor,
Consumer Relations Centre

Megan Bard
Public Information Officer
Consumer Relations Centre

Maloney Aguirre
Correspondence Clerk,
Consumer Relations

Velma Francis
Public Information Officer,
Consumer Relations Centre

Barrington Ellis
Public Information Officer,
Consumer Relations Centre

Board Helps Consumers to Understand their Energy Choices and Responsibilities

During the 2007-08 reporting period, the Board focused its consumer information initiative with the launch of 'The Energy Choice is Yours', an outreach program designed to help consumers understand the rights and responsibilities that come with signing retail energy contracts and to explain the differences between buying their energy from utilities and energy retail companies.

A media briefing, conducted by Board staff in July 2007, helped to inform province-wide consumer media about the initiative and its various components. To reinforce the strategy, Board staff also reached out to local community groups, asking them to use their networks in order to push the strategy's key messages out to the broadest possible consumer base.

During the 2007-08 reporting period, face-to-face communications with consumer groups yielded positive results. In response to Board staff's presentation in December 2007, Dana Kamin, Advocacy Program Coordinator at the Daily Bread Food Bank said she was pleased with the presentation and found the information useful. "I feel we have a much better sense of direction and understanding of the options related to those we are working with who have already signed energy contracts, as well as a better sense of the whole process in order to advise our clients appropriately."

The campaign will continue in 2008-09 with the launch of www.energychoiceontario.ca. Plans are also in place for a renewed emphasis on meeting consumer groups throughout the province to provide them with information that can assist them in making informed decisions about their energy choices.

Board's Rating in Annual Survey of Stakeholders Increases Again

For the third consecutive year, the Board's rating in the annual survey of stakeholders has improved – an indication that the 77 stakeholders who participated in the latest survey acknowledge the steps the Board is taking to meet its performance, service and communications goals. In 2007, out of a maximum of 10 points, the Board's rating was 6.7, compared to 6.2 in 2006 and 5.4 in 2004.

Of particular note in the 2007 survey are the following highlights:

- The OEB received its highest performance rating for professionalism in conducting its hearings and proceedings, followed by fairness of decisions, accountability in clearly defined regulatory processes and transparency in reporting.
- Stakeholders gave the OEB an approval rating of 6.8 in terms of how it carries out industry communications activities, such as communicating its strategic objectives and decisions, engaging in stakeholder consultations and guiding regulated entities in their obligations. This was unchanged from the rating the Board received on this attribute in 2006, but higher than the 5.3 score it received in 2004.
- OEB staff received the highest overall rating of 7.2 in the area of being knowledgeable about areas of the energy sector. The OEB also received positive feedback in being objective and fair (7.1), being easy to deal with and being responsive to questions and requests (7.0).

In recognition of its success at developing a metric that allows it to measure performance, identify areas for improvement in the way it operates and in the way it communicates with stakeholders and the public, the Board was honoured with the 'Innovation' award at the Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals (CAMPUT) meeting in April 2008.

The Ontario Energy Board is currently the only Canadian energy regulator that publishes the results of a stakeholder survey focusing on the overall work of the organization, rather than individual initiatives. "We do this because transparency and accountability go hand in hand," said Board Chair Howard Wetston.

2008 CAMPUT Innovation award

Karen Cormier
Senior Adviser, Stakeholder Relations

Performance Measure Description	Status	Weight	Results
The following measures of the Board's regulatory cost are reported annually on a three-year moving average of: (i) percentage change in operating expenses; (ii) operating expenses as a percentage of industry revenue; and (iii) operating expenses per end-use customer.	100%	1	1
Electronic Document Submission System	100%	2	2
Hearings and Consultations Management System	100%	2	2
A three-year Human Resources strategy has been developed.	100%	4	4
A measure of staff retention is reported based on best practices and consistent with the three-year Human Resources strategy.	100%	8	8
A minimum of 2% of annual salaries has been spent on employee training and education programs.	100%	8	8
The Employee Engagement Index is updated regularly through employee surveys, and future ratings are equal to or greater than the average rating for the previous three years.	N/A	0	N/A
A review and update of the OEB Internal Control Assessment is performed on a regular basis.	100%	1	1
Totals		**26**	**26**

IT Upgrades Designed with Accessibility and Efficiency in Mind

The Board's "legacy" filing system, which some found difficult to navigate and slow to provide access to stored documents, came to a technological end in June 2007 with the launch of a new e-Filing service called the Regulatory Electronic Submission System (RESS).

Designed with the help of three of the Board's major stakeholders, the RESS is an enhanced web portal that allows stakeholders (with a secure password) and Board staff to manage, review and retrieve case filings more easily thanks to a new set of submission guidelines that set out a common set of filing procedures and naming conventions ("Regulatory Electronic Document Standards").

For members of the general public who wish to access filing information, there is now a separate enhanced search system ("Regulatory Document Search") that allows non-registered users to search for publicly available files that are stored on the RESS system.

"The development and subsequent enhancements to RESS are as much about helping to reduce paper as they are about efficiency and accessibility," says Douglas Farrar, Manager, Information & Information Technology. "Our goal was two-fold. On the one hand, we wanted to design tools that would be in sync with best practices, namely transparency and accessibility. On the other hand, we wanted to make it easier for stakeholders, no matter where they are in the province, to do business with us. We find this solution is serving staff and stakeholders very well."

"We were very pleased with the enhancements that the Board made to its filing system last year," said Lorraine Chiasson, Regulatory Coordinator, Enbridge Gas Distribution. "The drop-down boxes and options tabs make it easier to identify the documents one is looking for. Overall, the new system makes it easier to use and easier to access."

"We were very pleased with the enhancements that the Board made to its filing system last year."

- Lorraine Chiasson,
Regulatory Coordinator, Enbridge Gas Distribution

Doug Farrar
Manager, Information and Information Technology

Regulatory Cost Measures

In September 2006, the Board announced that it would begin reporting measures of its regulatory costs beginning with the results of the 2006-07 fiscal year.

To determine what the appropriate measures should be, the Board engaged Elenchus Research Associates (ERA) to survey regulatory agencies in Canada, the USA, Australia and Europe to examine the methodologies they use to ascertain and monitor regulatory cost and recommend appropriate measures for the Board.

The ERA report commented that the Board should consider several issues when first determining, and later when reporting, on regulatory cost measures. For example, the ERA report indicated that "establishing appropriate regulatory cost measures is not an easy task because some of the important cost drivers are not predictable (and).... demands on the OEB may be higher during periods when the government has directed the OEB to report on policy issues and/or increased reliance on multi-year incentive regulation could change the Board's total costs." The ERA report "A Review of Potential Regulatory Cost Measures" can be found on the Board's website.

The ERA report concluded that "there is no one single cost measure that is currently in use that will serve as a reliable standards or comparative measure of the OEB's regulatory costs. It is nevertheless useful to publish one or more measures of the OEB's regulatory cost in order to monitor cost trends and ensure that the trend is reasonable and justifiable, both internally and externally."

The three regulatory cost measures that ERA recommended and that the Board adopted were:

1. Three-year moving average percentage change in operating expenses
2. Three-year moving average of operating expenses as a percentage of industry revenues
3. Three-year moving average of operating expenses per end-use customer

It was ERA's conclusion that the three-year moving average was appropriate for each measure as a means of smoothing out the impact of unusual or cyclical regulatory requirements.

Susan Muckle
Supervisor,
Business Systems

In commenting on each of the recommended OEB regulatory cost measures ERA noted the following:

"This statistic would be useful as a high level standards measure: however, it is deficient as a stand-alone measure. It may mask the actual effort of the agency. For example, if the agency takes on additional industry responsibility, the agency's budget will increase, but its cost effectiveness may not have deteriorated....Nonetheless, notwithstanding these shortcomings, monitoring year-to-year changes in total regulatory expenditures is a high level "standards" cost measure and is consistent with practices in other jurisdictions."

"One measure that has significant merit is the regulator's cost as a percentage of industry turnover (industry total revenue), which represents the industry's "regulatory administrative overhead". This measure is currently reported by OFGEM. It is also used in other sectors to gauge administrative efficiency (for example, insurance schemes in the health care sector). This is a useful indicator in that it shows how regulatory costs vary with industry costs/revenue. A drawback of this measure is that consistent and well-defined data for Ontario are not currently available...Furthermore, while this measure reveals the cost overhead as a percentage of industry turnover, which is a very useful measure to gauge overall administrative burden, it may not tell the entire story in isolation. For example, the relative price of energy and energy delivery varies across jurisdictions. Policies in different jurisdictions (for example, a price freeze, mandated price cut, or movement to market prices) can all have an effect on industry's administrative overhead although the actual regulatory burden attributable to the regulator's cost may be unchanged."

"Total cost does not allow direct comparison with other regulatory agencies. Therefore, another statistic that is useful both as a standards measure, and also allows for comparative benchmarking, is cost per customer....We caution against using this measure as it does not truly represent the unit regulatory cost. There are two main (sic: reasons) for this: 1. A single household may be a dual or triple customer....2. In some jurisdictions, not all households/customers are regulated...There are...a small number of gas and electric customers in Ontario that are not regulated by the OEB." As noted above, the ERA report concluded that "there is no one single cost measure that is currently in use that will serve as a reliable standards or comparative measure of the OEB's regulatory costs. It is nevertheless useful to publish one or more measures of the OEB's regulatory cost in order to monitor cost trends and ensure that the trend is reasonable and justifiable, both internally and externally."

The results of the Board's report of its regulatory costs are as follows:

Regulatory Cost Measures 2007-08

	2007-08	2006-07	2005-06
Operating Expenses [a]	$ 32,180,496	$ 29,960,984	$ 25,481,267
Measure #1: Percentage Change in Operating Expenses	**7.41%**	**17.58%**	**3.82%**
3-Year Rolling Average	**9.60%**	**10.48%**	**N/A**
Industry Revenue ($B) [b]	$ 21.1	$ 19.9	$ 21.9
Measure #2: Operating Expense as % of Industry Revenue	**0.15%**	**0.15%**	**0.12%**
3-Year Rolling Average	**0.14%**	**0.13%**	**0.12%**
Electric Customers [c]	4,638,808	4,592,868	4,522,929
Natural Gas Customers [c]	3,208,500	3,158,554	3,011,170
Measure #3: Operating Expense per Customer ($/yr/customer)	**$ 4.10**	**$ 3.87**	**$ 3.38**
3-Year Rolling Average	**$ 3.78**	**$ 3.52**	**$ 3.35**

Notes:

a) Source: Ontario Energy Board, Financial Statements. The figure used is Total Expenses as reported in the Statement of Operations and Net Assets. Total expenses include Board costs recoverable under Section 30 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, of $1,497,421 in 2007-08, $1,108,444 in 2006-07, and $711,011 in 2005-06. Intervenor and stakeholder costs that regulated entities were ordered to pay are not a cost of the Board and are therefore not included in total expenses.

b) Source: 2005-06 to 2007-08 estimates based on various OEB and Statistics Canada sources.

c) Source: Annual Reports. Natural gas customer numbers for 2005-06 and 2006-07 have been restated from the numbers reported in the Board's 2006-07 Annual Report and have a non-material impact.

The increase in operating expenses from 2006-07 to 2007-08 reflects attaining full staff and Board complement as had been planned for at the time that the OEB became a self-financing crown corporation, and a heavy regulatory agenda in 2007-08 which required an increased use of consultants to provide specific expertise to support the Board's work. The percentage change in operating expense from 2006-07 to 2007-08 and the three-year rolling average, has declined due to the completion of the Board's structuring as a self-financing crown corporation.

Industry revenue increased by $1.2 billion (6.0%) from 2006-07 to 2007-08. OEB operating expenses as a percentage of industry revenue remained constant at 0.15% between 2006-07 and 2007-08. On a rolling three-year average operating expenses as a percentage of industry revenue increased marginally reflecting the growth period of OEB structuring compared to a more stable industry revenue growth.

Operating expenses per customer increased by $.26 (6.7%) from 2006-07 to 2007-08 due to the increase in OEB operating expenses as explained above, compared to a relatively flat customer base in the Ontario electricity and natural gas sector. On a rolling three-year average, the growth period of OEB structuring compared to a more stable industry customer base, resulted in an increased cost per customer.

SECTION 30 COST AWARDS

Section 30 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, states that the Board "may order a person to pay all or part of a person's costs of participating in a proceeding before the Board, a notice and comment process under section 45 or 70.2 or any other consultation process initiated by the Board." These costs may also include the costs of the Board.

The following outlines the cost award activity for the 2007-08 fiscal year:

	2007-08
Board's costs recoverable under section 30 cost awards (Note 1)	$ 1,897,821
Intervenors'/Stakeholders' costs recovered under section 30 cost awards (Note 2)	$ 3,071,830
Total 2007-08 Cost Award Activity	**$ 4,969,651**

Note 1 These costs represent costs the Board incurred in relation to specific proceedings or consultation processes (e.g., consulting services, court reporting and external meeting sites). These costs are reflected in the Board's financial statements for the year ended March 31, 2008. Regulated entities are ordered to pay these costs to the Board in relation to the specific proceedings and consultation processes.

Note 2 These costs represent costs that regulated entities were ordered to pay to intervenors in proceedings and stakeholders in consultation processes. These costs do not appear in the Board's financial statements.

Ontario

ONTARIO ENERGY BOARD ANNUAL REPORT

FINANCIAL STATEMENTS 2007-08

Management's Responsibility

The Ontario Energy Board's management is responsible for the integrity and fair presentation of the financial statements and other information presented in the annual report. The financial statements have been prepared by management in accordance with Canadian generally accepted accounting principles. The preparation of financial statements necessarily involves the use of management's judgment and best estimates, particularly when transactions affecting the current accounting period cannot be determined with certainty until future periods.

The Board maintains systems of internal accounting controls designed to provide reasonable assurance that reliable financial information is available on a timely basis and that the Board assets and liabilities are adequately accounted for and assets safeguarded.

The financial statements have been reviewed and approved by the Board's Management Committee. In addition the financial statements have been audited by the Auditor General of Ontario, whose report follows.

Catherine Barker-Hoyes
Managing Director, Business Services
July 2, 2008

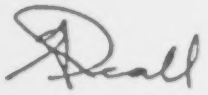
Auditor's Report

To the Ontario Energy Board

I have audited the statement of financial position of the Ontario Energy Board as at March 31, 2008, and the statements of operations and net assets and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board's management. My responsibility is to express an opinion on these financial statements based on my audit.

I conducted my audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2008, and the results of its operations and its cash flows for the year then ended in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.



Gary R. Peall, CA
Deputy Auditor General
Licensed Public Accountant

Toronto, Ontario
July 2, 2008

Statement of Financial Position

As at March 31, 2008

	2008	2007
ASSETS		
Cash	$ 18,105,875	$ 15,667,587
Accounts receivable	2,794,529	5,727,637
Regulatory process costs to be assessed	1,522,536	686,253
Deposits and prepaid expenses	192,329	179,741
Total Current Assets	22,615,269	22,261,218
Capital Assets (note 5)	8,151,556	8,725,901
TOTAL ASSETS	**$ 30,766,825**	**$ 30,987,119**
LIABILITIES		
Deferred revenue (note 3c)	$ 10,693,842	$ 11,029,738
Accounts payable and accrued liabilities	5,556,665	4,880,858
Total Current Liabilities	16,250,507	15,910,596
Deferred revenue related to capital assets (note 3d)	5,073,472	5,385,853
Deferred rent inducement (note 8)	3,973,631	4,311,803
Total Long-term Liabilities	9,047,103	9,697,656
TOTAL LIABILITIES	**25,297,610**	**25,608,252**
Operating Reserve (note 4)	4,764,975	4,674,627
Net Assets (note 7)	704,240	704,240
TOTAL LIABILITIES, RESERVE AND NET ASSETS	**$ 30,766,825**	**$ 30,987,119**

See accompanying notes to financial statements.

On behalf of the Management Committee:

Howard Wetston
Chair

Gordon Kaiser
Vice-Chair

Pamela Nowina
Vice-Chair

Statement of Operations and Net Assets

Year Ended March 31, 2008

	2008	2007
REVENUES		
Recovery of Costs		
General cost recovery (note 3a)	$ 27,073,731	$ 26,051,918
Amortization of deferred revenue related to capital assets	2,071,390	1,703,034
Regulatory process costs	1,897,821	1,106,644
Total Revenues from Recovery of Costs	31,042,942	28,861,596
Other Revenues		
Interest income	744,149	695,829
Licence fees	354,100	383,080
Miscellaneous income	39,305	20,479
Total Other Revenues	1,137,554	1,099,388
TOTAL REVENUES	**32,180,496**	**29,960,984**
EXPENSES		
Staff and Board Member costs	21,877,540	19,845,022
Consulting and professional	3,325,381	3,274,109
Premises	2,248,992	2,308,788
Office and administration	945,494	875,690
Publications, media and publishing	702,888	844,633
Information technology	565,635	617,618
Meetings, seminars and travel	443,176	492,090
Amortization	2,071,390	1,703,034
TOTAL EXPENSES	**32,180,496**	**29,960,984**
SURPLUS OF REVENUES OVER EXPENSES	**0**	**0**
Net Assets, beginning of period (note 7)	704,240	704,240
NET ASSETS, end of period	**$ 704,240**	**$ 704,240**

See accompanying notes to financial statements.

Statement of Cash Flows

Year Ended March 31, 2008

	2008	2007
Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:		
OPERATING		
Assessment billed	$ 28,678,379	$ 29,699,452
Regulatory process costs revenue	1,897,821	1,106,644
Other revenues	1,137,554	1,099,388
Expenses	(32,180,496)	(29,960,984)
(Deficiency) Excess of Revenues over Expenses	(466,742)	1,944,500
Adjustment for Non-cash Expenses:		
Amortization of capital assets paid by OEB	2,071,390	1,703,034
Amortization of leasehold improvements paid by landlord	261,965	190,297
Net Adjustment for Non-cash Expenses	2,333,355	1,893,331
Changes in Non-cash Working Capital:		
Accounts receivable	2,933,108	(2,097,387)
Regulatory process costs to be assessed	(836,283)	(599,330)
Deposits and prepaid expenses	(12,588)	32,621
Deferred revenue	(91,188)	(238,975)
Accounts payable and accrued liabilities	675,807	498,431
Deferred rent inducement	(338,172)	575,584
Changes in Non-cash Operating Working Capital	2,330,684	(1,829,056)
Net Cash from Operating Activities	4,197,297	2,008,775
INVESTING		
Capital asset purchases	(1,759,009)	(2,886,501)
Net Cash Used in Investing Activities	(1,759,009)	(2,886,501)
NET CHANGE IN CASH	**2,438,288**	**(877,726)**
Cash, beginning of period	15,667,587	16,545,313
Cash, end of period	**$ 18,105,875**	**$ 15,667,587**

See accompanying notes to financial statements.

1. Nature of the Corporation

The Ontario Energy Board (the "Board") is the regulator of Ontario's natural gas and electricity industries. The Board also provides advice on energy matters referred to it by the Minister of Energy and the Minister of Natural Resources.

Effective August 1, 2003, and pursuant to the *Ontario Energy Board Act, 1998*, the Board was continued as a corporation without share capital empowered to fully recover its costs from natural gas and electricity industry participants.

On December 9, 2004, the *Electricity Restructuring Act, 2004*, was passed. The *Electricity Restructuring Act, 2004*, amended the *Ontario Energy Board Act, 1998*, to, among others, change the objectives of the Board and transfer the Market Surveillance Panel (formerly a panel of the Independent Electricity Market Operator) to the Board effective January 1, 2005.

As an agent of Her Majesty in right of Ontario, the Board is exempted from federal and provincial income taxes under the *Income Tax Act* and from goods and services taxes under the *Excise Tax Act*.

2. Significant Accounting Policies

These financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles. Significant accounting policies followed in the preparation of these financial statements include:

a) Revenue Recognition

Revenues received in the 2007-08 fiscal year that relate to subsequent years are not recognized as revenue and are deferred. Recognition of revenue related to the recovery of costs is matched to the expenses of the Board as follows:

- General cost recovery related to the expenses of the Board is recognized as revenue to the extent that they are in excess of regulatory process costs, amortization of deferred revenue related to capital assets, and other revenues. Revenue amounts assessed in excess of actual costs related to 2007-08 are referred to as a true-up (note 3b) and the 2008-09 first quarter billings are deferred because they have been billed in advance (note 3c).

- Amortization of deferred revenue related to capital assets is recognized as revenue on the same basis that the underlying capital assets are amortized. Revenue related to capital asset expenditures is deferred because they have been billed in advance (note 3d).

- Regulatory process costs are recognized as revenue as related expenses are incurred.

Other revenues are recognized when received and receivable.

b) Capital Assets

Capital assets are recorded at cost less accumulated amortization. Amortization is calculated on a straight-line basis over the estimated useful lives of the assets, beginning in the fiscal year following the acquisition, as follows:

Office furniture and equipment	5 years
Computer equipment and related software	3 years
Audio visual equipment	3 years
Leasehold improvements	over term of lease

2. Significant Accounting Policies (Continued)

c) Financial Instruments

The Board follows the Canadian Institute of Chartered Accountants (CICA) new accounting standards pertaining to financial instruments. These standards establish guidance for the recognition and measurement of financial assets and liabilities and how financial instrument gains and losses should be accounted for. Under these new standards, all financial instruments are classified into one of the following five categories: held-for-trading, held to maturity, loans and receivables, available for sale financial assets, or other financial liabilities.

Under this standard, all financial instruments are required to be measured at fair value upon initial recognition except for certain related party transactions. After initial recognition, financial instruments should be measured at their fair values, except for financial assets classified as held to maturity or loans and receivables and other financial liabilities, which are measured at cost or amortized cost.

These new standards did not have an impact on the carrying values of the Board's financial assets and liabilities because:

- Cash is classified as held for trading and recorded at fair value.
- Accounts receivable and regulatory process costs to be assessed are classified as loans and receivables and are valued at face value which approximates fair value given their short term maturities.
- Accounts payable and accrued liabilities are classified as other financial liabilities and are recorded at face value which approximates fair value given their short term maturities.

It is management's opinion that the Board is not exposed to significant interest rate, currency, liquidity or credit risk arising from its financial instruments due to their nature.

d) Use of Estimates

The preparation of financial statements in accordance with Canadian generally accepted accounting principles require that management make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenues, expenses and recoveries for the year. Actual amounts could differ from these estimates.

e) Employee Pension Plans

The Board provides pension benefits to its full-time employees through participation in the Public Service Pension Plan, which is a multi-employer defined benefit pension plan. This plan is accounted for as a defined contribution plan, as the Board has insufficient information to apply defined benefit plan accounting to this pension plan.

The Board also established a supplementary unfunded pension plan for the Chair as described in note 6b. The Board accrues its obligations and the related cost under this supplemental unfunded pension plan. The actuarial liability and the current service cost is determined by independent actuaries using the projected benefit method, prorated on management's best estimate assumptions.

3. Industry Assessments for 2007-08

During the 2007-08 fiscal year, the natural gas and electricity industry participants were assessed estimated costs for the 2007-08 fiscal year based on budgeted amounts. Amounts assessed in excess of actual costs are a true-up and are reported as current deferred revenue. The 2007-08 true-up will be used to reduce the 2008-09 fiscal year assessment. The calculation of the general cost recovery, true-up and deferred revenue are outlined in the following tables.

Staff and Board Member costs		$ 21,877,540
Consulting and professional		3,325,381
Premises		2,248,992
Office and administration		945,494
Publications, media and publishing		702,888
Information technology		565,635
Meetings, seminars and travel		443,176
Amortization		2,071,390
Total expenses		$ 32,180,496
Regulatory process costs, amortization of deferred revenue related to capital assets, and other revenues		(5,106,765)
General cost recovery at March 31, 2008		**$ 27,073,731**

General cost recovery (note 3a)	$ 27,073,731	
2007-08 Capital expenditures paid by the OEB	1,759,009	
Total assessment (actual)		$ 28,832,740
Total assessment (budget)		31,766,496
2007-08 Under spending		$ (2,933,756)
Adjustment to the operating reserve (note 4)		90,348
2007-08 True-up at March 31, 2008		**$ (2,843,408)**

2007-08 True-up (note 3b)		$ 2,843,408
2008-09 1st quarter billing		7,850,434
Current deferred revenue		**$ 10,693,842**

3. Industry Assessments for 2007-08 (Continued)

a) 2007-08 Deferred Revenue Related to Capital Assets

Revenues related to capital asset expenditures are deferred because they have been billed in advance with the exclusion of leasehold improvements paid by the landlord, which were not included in the assessments. As part of the leasehold inducements included in the lease agreement, the landlord paid for $3,540,400 of leasehold improvements on behalf of the Board since the start of the lease on January 1, 2005.

Net book value of capital assets 2007-08	$	8,151,556
Leasehold improvements paid by landlord		(3,540,400)
Accumulated amortization of leasehold improvements paid by landlord		462,316
2007-08 Deferred revenue related to capital assets	**$**	**5,073,472**

4. Operating Reserve

As part of its self-financing status, the Board was allowed to establish an operating reserve equal to 15% of the current annual assessment, which is adjusted on an annual basis. The operating reserve is to be used for cash flow management and to support working capital requirements.

2007-08 Operating reserve

Operating reserve as at March 31, 2007	$	4,674,627
Adjustment to the operating reserve		90,348
Operating reserve as at March 31, 2008	**$**	**4,764,975**

5. Capital Assets

	Cost	Accumulated amortization	Net book value 2008	Net book value 2007
Office furniture and equipment	$ 2,342,130	$ 1,219,178	$ 1,122,952	$ 1,579,125
Computer equipment and related software	6,257,558	3,127,866	3,129,692	2,717,264
Audio visual equipment	833,865	548,632	285,233	563,188
Leasehold improvements	4,150,122	536,443	3,613,679	3,866,324
	$ 13,583,675	$ 5,432,119	$ 8,151,556	$ 8,725,901

6. Employee Future Benefits

a) The Board's contribution to the Public Service Pension Plan for the 2007-08 fiscal year was $1,127,813 (2007 - $1,026,606) and is included in staff and Board Member costs on the Statement of Operations and Net Assets.

b) The unfunded supplemental pension plan for the Board's Chair had an accrued benefit obligation of $249,584 (2007 - $187,404) and an accrued benefit liability of $230,301 (2007 - $169,051). The Board's related expense for the year was $61,250 (2007 - $54,462) and is included in staff and Board Member costs. No benefits were paid during the year (2007 - $0). The significant actuarial assumptions adopted at March 31, 2008 included a discount rate of 5.25% (2007 – 4.75%).

c) The Board is not responsible for the cost of employee post-retirement, non-pension benefits. These costs are the responsibility of the Province of Ontario, a related party.

7. Related Party Transactions and Net Assets

The Ministry of Energy provided a grant for one time transition funding of $704,240 related to the substantial transfer of Ministry employees to the Board on March 29, 2004.

8. Deferred Rent Inducement and Operating Lease Commitments

The Board entered into a lease commitment for its office space during the 2004-05 fiscal year, which included various lease inducements. Deferred rent inducement represents the benefit of operating lease inducements which are being amortized on a straight-line basis over 15 years, being the term of the lease.

The changes in deferred rent inducements are as follows:

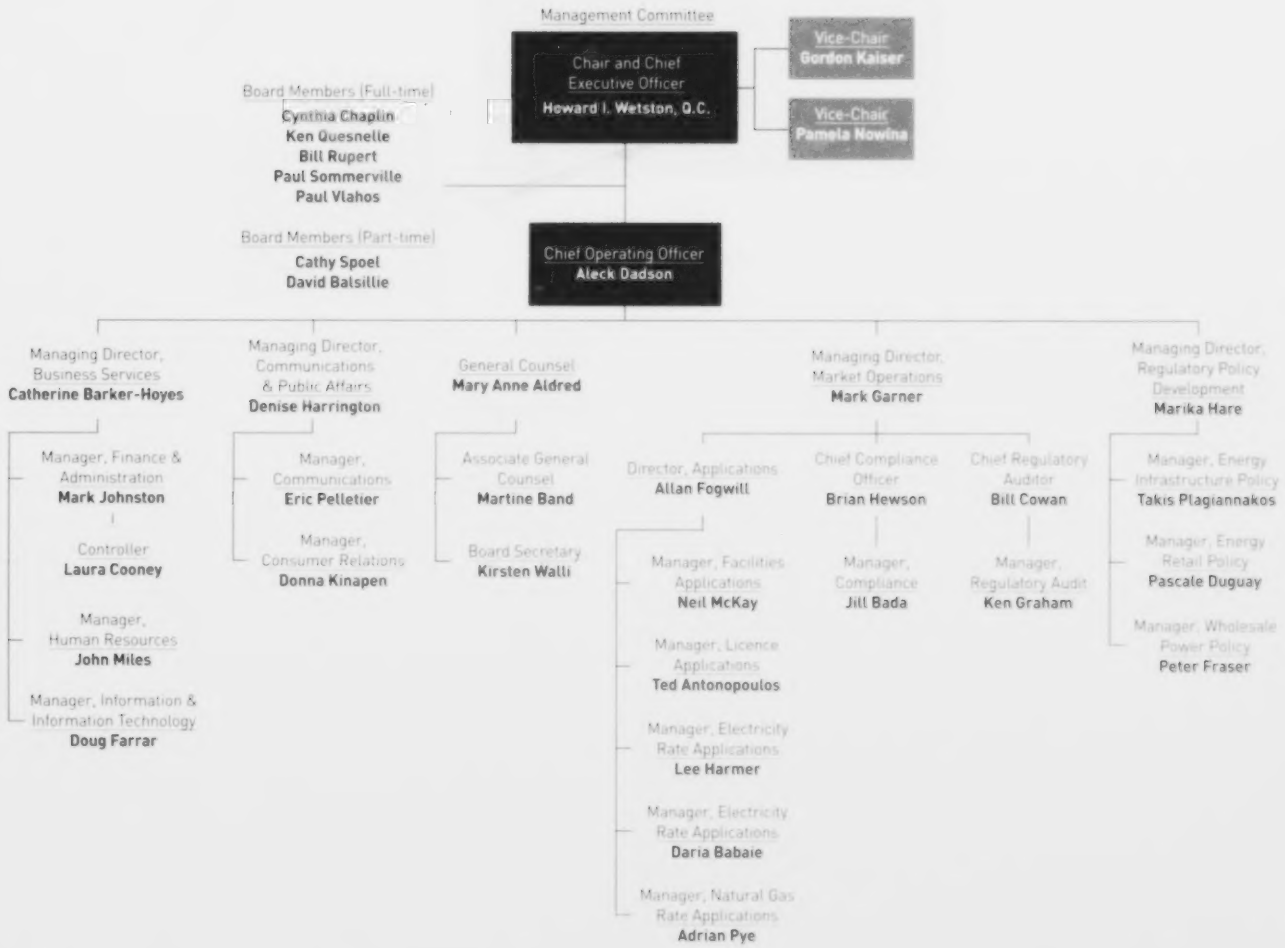
		2008		2007
Balance, beginning of the year	$	4,311,803	$	3,736,219
Add: Leasehold improvements		0		913,756
Less: Amortization of deferred rent inducement netted against premises expense		(338,172)		(338,172)
Balance, end of the year	**$**	**3,973,631**	**$**	**4,311,803**

The minimum annual payments under the operating lease for the next 11 years and in aggregate are as follows:

2009	$	2,237,613
2010		2,347,993
2011		2,532,931
2012		2,617,843
2013 and thereafter		24,335,630
	$	34,072,010

BOARD ORGANIZATIONAL CHART

As at March 31, 2008



How to contact the Board:

Ontario Energy Board

P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto, Ontario, Canada
M4P 1E4
Telephone: (416) 481-1967 or
Toll-free in Canada: 1-888-632-6273
Fax: (416) 440-7656
E-mail: info@oeb.gov.on.ca

The Board's website is located at
www.oeb.gov.on.ca

To reach the OEB Consumer Relations Centre, call:
Toll free: 1-888-632-2727
In Toronto: (416) 314-2455

To reach the OEB Market Operations Hotline, call:
(416) 440-7604

Copies of this annual report, as well as other Board publications, may be obtained from the Board.

Ontario

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO
RAPPORT ANNUEL
2007-2008

Aperçu du secteur de l'énergie de l'Ontario

Consommateurs d'électricité :

4,6 millions

Distributeurs d'électricité :

680 000 km^2 Zone desservie totale

200 000 km Réseau électrique

Consommateurs de gaz naturel :

3,2 millions

L'Ontario consomme :

26 % de l'électricité produite au Canada

36 % gaz naturel au Canada

L'Ontario produit :

26 % de l'électricité au Canada et moins de

1 % du gaz naturel au Canada

Ontario Energy Board

P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto ON M4P 1E4
Telephone: (416) 481-1967
Facsimile: (416) 440-7656

Commission de l'énergie de l'Ontario

C.P. 2319
2300, rue Yonge
27e étage
Toronto ON M4P 1E4
Téléphone : 416 481-1967
Télécopieur : 416 440-7656

Sources Mixtes FSC

Imprimé sur du papier contenant des fibres recyclées

Notre mandat

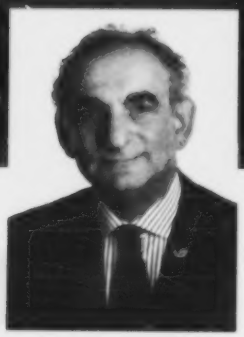
La Commission de l'énergie de l'Ontario réglemente les secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario dans l'intérêt public. Notre mandat est défini par le gouvernement provincial et est énoncé dans la loi et les règlements.

Notre vision

La Commission envisage un secteur de l'énergie viable et efficient, dont les consommateurs sont informés grâce à des processus de réglementation efficaces, équitables et transparents.

Table des matières

Message du président-directeur général	1
Message du chef de l'exploitation	2
Membres de la Commission	3
Équipe des cadres supérieurs	5
Mesures d'évaluation du rendement	6
Objectif stratégique un	7
Objectif stratégique deux	9
Objectif stratégique trois	11
Objectif stratégique quatre	13
Objectif stratégique cinq	16
Initiatives de la direction appuyant les objectifs stratégiques	19
Frais adjugés aux termes de l'article 30	25
États financiers	26
Organigramme	37



Message du président-directeur général

Durant l'exercice 2007-2008, la Commission de l'énergie de l'Ontario a continué d'axer ses efforts sur la prestation d'une meilleure réglementation qui promeut les intérêts des consommateurs ainsi que l'efficacité économique dans les volets clés du secteur de l'énergie. Il s'agit de responsabilités importantes qui incombent à une autorité de réglementation économique. Ces responsabilités servent, en fin de compte, les meilleurs intérêts des abonnés, des investisseurs et de la province dans son ensemble.

C'est sur ce contexte que s'appuient les présentes observations sur l'importance du service public qui a pour but de favoriser l'efficacité, la robustesse et la stabilité du secteur de l'énergie, ce qui est dans l'intérêt public.

Tout d'abord, j'aborde la notion de service public. Durant la rédaction du présent rapport, nous avons été ravis de constater que la plus récente enquête auprès des intervenants, lesquelles sont menées depuis quatre ans par Environics Research Group, met en lumière le rendement des membres du personnel de la Commission. Les membres du personnel ont reçu les notes globales les plus élevées au cours du dernier exercice parce qu'ils ont démontré leurs connaissances et ont su faire preuve d'objectivité, d'équité, de convivialité et d'empressement. Cet accomplissement est remarquable pour bon nombre de raisons, notamment parce qu'il est éloquent relativement au rôle que joue la Commission pour satisfaire l'intérêt public.

Déterminer ce qui est dans l'intérêt public dépend de la législation et nous oblige invariablement à établir un équilibre entre divers intérêts concurrents. Cet équilibre exige de respecter l'esprit et la lettre de la loi, et de se fonder sur les processus appropriés.

Ce que l'enquête auprès des intervenants démontre clairement, c'est que la Commission possède les employés requis, aux compétences pertinentes, œuvrant aux affectations appropriées, pour exécuter le mandat de la Commission. La profondeur de ce savoir-faire nous permet de prévoir les problèmes pouvant survenir, de consulter les intervenants de manière informée ainsi que d'élaborer des instruments appropriés en temps opportun, puis d'exercer une surveillance et de rendre des comptes sur leur mise en œuvre. Sans ce savoir-faire, nous n'aurions aucune base crédible pour aborder les enjeux, ne ferions aucun progrès afin d'améliorer la réglementation et n'aurions pas le sentiment d'obtenir des résultats équitables.

Sans la sagesse, le savoir-faire ne sert pas l'intérêt public s'il mène à des perspectives étroites. L'enjeu consiste à constamment rechercher de meilleures façons de réglementer, et nous y parvenons en observant le terrain selon une perspective d'ensemble et bien informée. Il est possible que nous ne réalisions pas tous nos objectifs déclarés en même temps au cours d'un exercice donné. Cependant, cela ne devrait pas nous empêcher de progresser, d'essayer de nouvelles approches et de délivrer des décisions motivées.

La transparence, une participation élargie des parties intéressées et le financement approprié des intervenants contribuent à faire en sorte que différents intérêts pertinents sont représentés dans le processus de réglementation. Ils démontrent également notre conviction que la participation du public est essentielle afin de comprendre l'intérêt public. Les consultations avec les parties intéressées demeureront une priorité, pour faire en sorte que leur point de vue continue d'être entendu et compris.

Je tiens à remercier les membres du personnel et les membres de la Commission pour leur engagement à réaliser le mandat de la Commission et leur détermination à résoudre les enjeux avec une discipline, une ténacité et un professionnalisme hors pair. C'est là l'essence même du service public. Je tiens également à souligner l'engagement actif de nos nombreux intéressés, notamment les services publics et autres détenteurs de permis, dont l'opinion constitue partie intégrante du processus décisionnel de nature juridique. Nous gardons à l'esprit que lorsque nous établissons notre ordre du jour en matière de réglementation, dans les faits nous établissons aussi le leur. Je les remercie pour leur coopération et leur engagement à collaborer avec nous pour servir la province et la population de l'Ontario.

Howard I. Wetston, c.r.
Président-directeur général

Message du chef de l'exploitation

L'exercice 2007-2008 a été particulièrement occupé tant pour le personnel que les membres de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Les travaux effectués durant l'année comprenaient l'examen de plus de 80 requêtes pour les tarifs de distribution de l'électricité de 2008, l'approbation de tarifs incitatifs pour Union Gas et Enbridge Gas Distribution, la délivrance de politiques de réglementation liées à la conservation et gestion de la demande pour les distributeurs d'électricité, l'examen des exigences en matière de rapports et de conservation des dossiers pour les distributeurs d'électricité, l'amélioration de la mise en page et de la fonctionnalité du site Web de la Commission, ainsi que des progrès importants en vue de terminer la réalisation de notre stratégie sur les technologies de l'information.

Comme par les années passées, nous avons retenu les services d'un vérificateur indépendant afin de déterminer dans quelle mesure nous avons atteint les objectifs de rendement établis dans notre plan d'activités 2007-2008. Ces résultats ont été publiés dans notre site Web. La vérification de cet exercice a confirmé que nous avons atteint 90,2 % de nos mesures du rendement pour 2007-2008. Ce pourcentage se compare à la moyenne de 97,7 % des dernières années. Plusieurs raisons expliquent ce score relativement bas.

Premièrement, plusieurs mesures du rendement n'étaient pas réalisés en totalité ou en partie en raison de facteurs indépendants de la volonté de la Commission.

Deuxièmement, en 2007, la Commission a décidé de reporter plusieurs initiatives en matière de politique réglementaire afin qu'une partie des membres du personnel puisse être réaffectée afin de participer à l'examen des nombreuses requêtes liées aux tarifs de distribution de l'électricité. À notre avis, la décision de réaffecter des membres du personnel était correcte compte tenu de notre engagement de traiter rapidement les requêtes sur les tarifs de distribution de l'électricité. Les projets d'élaboration de politiques que nous avons reportés sont en cours durant l'exercice 2008-2009.

Troisièmement, la Commission a décidé de ne pas procéder durant l'exercice 2007-2008 à la réalisation d'un projet d'envergure ayant pour but de normaliser le mécanisme par lequel la Commission rajuste les tarifs de gaz sur une base trimestrielle. Ce projet a été reporté en raison d'une modification imprévue à l'horaire de l'audience tarifaire d'un service public de gaz. Ce projet est également en cours durant l'exercice 2008-2009.

Je suis heureux que durant l'exercice 2007-2008, nous ayons dépassé nos objectifs pour six mesures du rendement clés. Ces mesures ont trait à la gestion des requêtes, à la gestion de la conformité, aux relations avec les consommateurs ainsi qu'à la formation et au perfectionnement du personnel.

La Commission entreprend un examen et un réaménagement de ses processus de planification. Notre objectif est d'augmenter la discipline en matière d'établissement des priorités et du réexamen régulier des priorités une fois qu'un plan est établi. Par-dessus tout, nous tenons à nous assurer que nous nous engageons à réaliser des projets selon des échéanciers raisonnables, et ce, sans épuiser nos ressources ou celles de nos intervenants.

En conclusion, je voudrais remercier l'ensemble du personnel de la Commission pour le professionnalisme et l'énergie dont ils font preuve dans leur travail. Lorsque je suis parti du secteur privé pour entrer au service de la Commission en décembre 2007, j'ai été frappé par l'engagement en matière de service public démontré à l'échelle de l'organisme. C'est cet engagement qui a aidé la Commission à faire face à tous les enjeux au cours d'un exercice très chargé.

Aleck Dadson
Chef de l'exploitation

Membres de la Commission

L'honorable Howard I. Wetston, c.r.
Président-directeur général

Nommé président de la Commission de l'énergie de l'Ontario le 30 juin 2003, M. Wetston a été renommé en 2008 pour un deuxième mandat cinq ans. Auparavant, il était vice-président de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario. M. Wetston a été juge de la Cour fédérale du Canada (Section de première instance) et il a occupé le poste de directeur des enquêtes et de la recherche au Bureau de la politique de concurrence (aujourd'hui le Bureau de la concurrence). Il a été nommé conseil de la reine en 1990 et il est membre du barreau de l'Ontario et de l'Alberta. Le mandat actuel de M. Wetston à la Commission de l'énergie de l'Ontario se termine en 2013.

Gordon Kaiser
Vice-président

Gordon Kaiser a été nommé vice-président de la Commission en juillet 2004. Il se spécialise depuis plus de 25 ans dans la réglementation et la loi sur la concurrence et a occupé le poste de conseiller juridique spécial auprès du procureur général du Canada relativement aux affaires relevant de la loi sur la concurrence. Il a comparu à titre d'avocat dans des audiences de réglementations dans neuf provinces ainsi que devant quatre tribunaux fédéraux distincts. M. Kaiser a été professeur auxiliaire à l'Université Queen's et à l'Université de Toronto. Le mandat de M. Kaiser se termine en juillet 2009.

Pamela Nowina
Vice-présidente

Pamela Nowina a été nommée vice-présidente de la Commission en juillet 2005 et elle est membre à plein temps depuis mars 2004. Elle compte plus de 20 années d'expérience dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, où elle a occupé des postes de dirigeant comportant de plus en plus de responsabilités. À titre d'associée chez PricewaterhouseCoopers et chez IBM - services-conseils en affaires, elle était responsable de la pratique stratégique pour le secteur de l'énergie. Le mandat de M^me^ Nowina se termine en mars 2010.

Membres à temps plein

Paul Vlahos a été nommé membre de la Commission en 1994. Il a été nommé président par intérim de décembre 2002 à juin 2003 et était auparavant vice-président de la Commission. Il a également été directeur général de la Commission ontarienne des services téléphoniques. Il a enseigné l'économie à l'Université du Nouveau-Brunswick et a occupé plusieurs postes au sein du secteur des services publics de gaz naturel. Le mandat de M. Vlahos se termine en avril 2010.

Paul B. Sommerville a été nommé membre à temps plein de la Commission de l'énergie de l'Ontario en juillet 2001. M. Sommerville a quitté son cabinet familial de droit afin de devenir directeur du contentieux de l'Association de camionnage de l'Ontario. Par la suite, il a accepté le poste de conseiller juridique chargé des questions environnementales et de santé et sécurité au sein de General Motors. Le mandat de M. Sommerville se termine en juillet 2009.

Cynthia Chaplin a été nommée membre à temps plein de la Commission en mars 2004. Elle possède une solide expérience à titre d'économiste de l'énergie et d'experte-conseil en énergie dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, au Canada comme au Royaume Uni. Avant son entrée à la Commission, M^me^ Chaplin a été cadre chez British Petroleum et Amoco, auprès de l'organisme de réglementation britannique, l'Office of Gas Supply. Le mandat de M^me^ Chaplin se termine en mars 2011.

Ken Quesnelle a été nommé membre à temps plein de la Commission en août 2005. M. Quesnelle était tout récemment vice-président et directeur général adjoint de Woodstock Hydro Services et il a été président de l'Electricity Distributors Association (EDA). Ces dernières années, il a été un participant très actif au réaménagement du secteur de l'électricité ontarien et il possède plus de 25 ans d'expérience dans les services publics. Il a assumé un rôle de leadership dans de nombreux groupes de travail et comités consultatifs de l'industrie. Le mandat de M. Quesnelle se termine en septembre 2010.

Bill Rupert a été nommé membre à temps plein de la Commission en mai 2006. De la moitié de 2004 à la fin de 2005, M. Rupert a été le directeur général de la Commission, élaboration des politiques de réglementation. Avant d'occuper ce poste, M. Rupert, un comptable agréé, a été associé chez Ernst & Young, division Assurance et conseils d'ordre commercial, où il s'est spécialisé dans les industries de l'énergie et des services financiers. Il a été associé à la pratique du Financial Accounting Standards Board aux États-Unis. M. Rupert a été membre du comité technique de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. Le mandat de M. Rupert se termine en mai 2008.

Membres à temps partiel

Cathy Spoel a été nommée membre à temps partiel de la Commission en octobre 1999. Elle compte plus de 15 années d'expérience en tant qu'avocate en droit administratif, notamment au niveau de la planification de l'aménagement et du droit relatif à l'environnement, aux municipalités et à l'énergie. Elle se spécialise également dans les modalités non traditionnelles de règlement des différends. Le mandat de M[me] Spoel se termine en février 2012.

David Balsillie a été nommé à la Commission à titre de membre à temps partiel en juin 2007. D[r] Balsillie a occupé le poste de sous-ministre adjoint au ministère des Richesses naturelles et au ministère de l'Environnement, et il est professeur auxiliaire à la faculté de foresterie de l'Université de Toronto. Il possède de grandes connaissances sur les questions environnementales, particulièrement les questions de la viabilité de l'aménagement des forêts, de la planification de l'utilisation du territoire et de l'allocation des ressources ainsi que du réchauffement climatique et de la préservation de la biodiversité. Le mandat du D[r] Balsillie se termine en juin 2009.

Aleck Dadson
Chef de l'exploitation

Mark Garner
Directeur général
Activités du marché

Denise Harrington
Directrice générale
Communications et affaires publiques

Marika Hare
Directrice générale
Élaboration des politiques de réglementation

Mary Anne Aldred
Avocate générale

Catherine Barker-Hoyes
Directrice générale
Services opérationnels

Commission de l'énergie de l'Ontario
Réglementation et permis :

- producteurs d'électricité
- distributeurs d'électricité (92 entités détentrices de permis)
- transporteurs d'électricité (7 entités détentrices de permis)
- grossistes d'électricité
- détaillants d'électricité
- sociétés qui ont déployé des compteurs divisionnaires intelligents
- distributeurs de gaz naturel
- agents de commercialisation de gaz
- Office de l'électricité de l'Ontario
- Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
- Entité responsable des compteurs intelligents

MESURES D'ÉVALUATION DU RENDEMENT

Établir des objectifs est un élément essentiel de la planification stratégique. Cependant, il est tout aussi important de mesurer ses progrès et de dresser des rapports sur les étapes clés. Ces trois étapes, la planification, la mesure et l'établissement de rapports constituent la base de l'engagement de la Commission de l'énergie de l'Ontario en matière de gouvernance.

Tout cela nous aide à comprendre l'ampleur de nos progrès d'un exercice à l'autre et à déterminer les domaines où des améliorations sont possibles. L'établissement de rapports nous permet de mettre en pratique notre conviction selon laquelle les excellentes organisations fondent leur crédibilité sur la transparence.

Comme c'était le cas pour l'exercice précédent, le rapport du présent exercice s'articule autour de cinq objectifs stratégiques qui sont exposés en détail dans le plan d'activités 2007-2010 de la Commission. Chaque objectif est décomposé en un certain nombre d'initiatives clés, et chacune d'elle est évaluée selon son importance, son degré de complexité et le temps requis pour satisfaire à chaque mesure du rendement.

« Notre rapport est conçu de manière à permettre au public d'examiner nos mesures du rendement et nos réalisations, a déclaré le président de la Commission, Howard Wetston. Sa brièveté tient au fait que nous croyons que nos actions sont plus éloquentes que les mots. »

Pour le quatrième exercice consécutif, la Commission a fait évaluer son rendement par un vérificateur indépendant, OCG Strategy and Organization Consulting.

Globalement, la CEO a réalisé 90,2 % des objectifs stratégiques énoncés dans son plan d'activités de 2007-2010. Sur les 44 mesures du rendement relevant du contrôle de la Commission, 12 n'ont pas été entièrement atteintes.

De ce nombre, trois n'ont pas été atteintes entièrement en raison de facteurs ne relevant pas de la Commission et ont été retirés du total pondéré (ils ont été traités de la même manière que les mesures du rendement n'appartenant pas à l'exercice). Retirer de la pondération totale les mesures du rendement qui n'ont pas été entièrement atteintes en raison de facteurs que la Commission ne peut pas maîtriser constitue une modification du processus d'évaluation des mesures. Au cours des exercices précédents, les mesures qui n'avaient été entièrement réalisées en raison de facteurs hors du contrôle de la Commission étaient considérées comme une réalisation à part entière. Ce changement de processus marque une augmentation de la transparence, puisque dorénavant, une mesure de rendement ne sera pas considérée atteinte si cela n'est pas réalisé entièrement à la fin de l'exercice.

Le graphique suivant résume le rendement de la Commission pour chaque objectif stratégique. Des renseignements plus détaillés sur les initiatives précises se trouvent dans les sections correspondantes du présent rapport.

	Objectifs stratégiques	Valeur	Résultats
1	Créer des règlements équitables sur le plan économique, lesquels présentent un équilibre entre les intérêts des consommateurs et la viabilité financière du secteur de l'énergie.	32	20,9
2	Aider l'Ontario à relever les défis auxquels elle fait face en matière de renouvellement de l'infrastructure énergétique, d'approvisionnement, de conservation et de gestion de la demande.	11	10,87
3	Surveiller et améliorer les processus de réglementation pour qu'ils soient efficaces, équitables et transparents et produire des rapports à leur sujet.	26	25,9
4	Augmenter la confiance du public à l'égard des règlements de la Commission grâce à des programmes de vérification et de conformité exhaustifs.	34,5	33,2
5	Établir des communications claires et opportunes pour accroître la transparence auprès des intervenants et donner davantage de pouvoir aux consommateurs.	27	24,36
	Initiatives de la direction appuyant les objectifs stratégiques.	26	26
	Totaux	**156,5**	**141,23**

OBJECTIF STRATÉGIQUE **UN**

Créer des règlements équitables sur le plan économique, lesquels présentent un équilibre entre les intérêts des consommateurs et la viabilité financière du secteur de l'énergie

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultat
Les renseignements à soumettre concernant la répartition des coûts ont été examinés par la Commission.	100 %	1	1
Un document politique de la Commission a été publié afin d'examiner la conception des tarifs de distribution d'électricité, notamment les tarifs de l'énergie en mode veille et de production décentralisée.	50 %	4	2
Un groupe de travail de l'industrie a été constitué afin d'aider à l'élaboration de règlements par incitatifs de troisième génération.	100 %	1	1
Les tarifs de distribution de 2008 ont été approuvés (recalculés ou rajustés grâce au mécanisme des incitatifs).	98 %	4	3,9
Une réglementation sur la qualité du service pour les distributeurs d'électricité a été établie.	80 %	4	3,2
La grille tarifaire réglementée a été rajustée, au besoin, en fonction de la méthodologie existante et des résultats des prévisions régulières.	100 %	2	2
Sous réserve du démarrage fonctionnel de l'entité des compteurs intelligents, la Commission aura préparé l'établissement obligatoire des prix de l'électricité selon l'heure de la consommation.	S.O.	0	S.O.
Les principes et méthodologies pour la réglementation incitative ont été définis par la Commission.	95 %	4	3,8
Les tarifs établis d'après les méthodologies et les principes incitatifs ont été approuvés pour les distributeurs de gaz naturel.	100 %	4	4
La Commission a poursuivi la normalisation du mécanisme de rajustement trimestriel des tarifs.	0 %	4	0
La Commission a terminé un examen de la répartition des coûts entre les fonctions d'approvisionnement et de distribution réglementées, notamment un examen des obligations des distributeurs de gaz naturel en matière d'équilibrage des charges.	0 %	4	0
Totaux		**32**	**20,9**

La Commission codifie les normes de qualité du service pour les distributeurs d'électricité

Au cours de l'exercice 2007-2008, la Commission a illustré l'importance de la qualité du service en codifiant les exigences reliées au branchement de nouveaux services, à l'établissement de rendez-vous, à l'exécution de rendez-vous, au report de rendez-vous manqués, à l'accessibilité téléphonique, au taux d'abandon des appels téléphoniques, aux réponses écrites aux demandes de renseignements et aux réponses en cas d'urgence. Les exigences en matière de qualité du service ont été ajoutées au Code des réseaux de distribution (*Distribution System Code*) et entreront en vigueur en janvier 2009. Tous les distributeurs d'électricité agréés de la province doivent satisfaire aux dispositions du Code, à titre de condition de leur permis.

La codification des normes de service obligatoires met le secteur de l'électricité de l'Ontario sur le même pied que le secteur du gaz naturel de la province et signifie que les services publics ne pourront plus simplement rédiger un rapport sur leur rendement, mais seront tenus de satisfaire à des cibles de rendement prédéterminées.

En général, l'approche de codification des exigences en matière de qualité du service a été bien reçue par les intervenants. Dans ses commentaires, la Coalition of Large Distributors a exprimé son soutien à cette initiative. [Traduction] « Effectuer dès maintenant un examen du cadre de réglementation de la qualité du service de la Commission concorde parfaitement avec les plans d'introduire le cadre de réglementation par incitatifs de 3e génération. » Hydro One Networks a également manifesté son appui : « ... [les exigences en matière de qualité du service] sont un outil de réglementation nécessaire qui permet à l'autorité de réglementation d'évaluer le rendement des services publics en fournissant de manière uniforme le niveau approprié de services de distribution aux consommateurs d'électricité. À cet égard, le passage à l'établissement de

Étapes clés franchies en matière de réglementation par incitatifs

Des étapes clés cruciales en matière de mise en œuvre de la réglementation par incitatifs ont été franchies durant l'exercice 2007-2008, ce qui reflète les progrès de la Commission en matière de réalisation de son engagement à équilibrer les intérêts des consommateurs avec les besoins d'un secteur de l'énergie efficace et financièrement viable.

Dans le secteur du gaz naturel, la Commission a approuvé les plans tarifaires incitatifs pluriannuels d'Enbridge Gas Distribution et d'Union Gas qui seront utilisés pour déterminer les tarifs de livraison du gaz que ces services publics exigeront auprès des consommateurs dans chacun des plans quinquennaux (2008-2012). Les plans pour Enbridge Gas Distribution et Union Gas se distinguent par la nature unique du profil de consommateurs, de la base d'actif, de la structure de coût et des possibilités de générer des revenus de chaque service public. Le plan d'Enbridge est fondé sur un plafond de revenus par consommateur qui utilise une formule afin d'établir les revenus admissibles totaux, lesquels sont ensuite utilisés pour établir les tarifs. Le plan d'Union Gas est un plafond des prix fondé sur une formule permettant d'établir les modifications permises des tarifs.

« Les plans tarifaires incitatifs quinquennaux sont une réalisation importante qui, de l'avis de la Commission, favorisera l'innovation et les gains d'efficacité opérationnelle au sein du secteur du gaz naturel », a déclaré Laurie Klein, conseillère en politiques, élaboration des politiques de réglementation.

Dans le secteur de l'électricité, les membres du personnel de la Commission ont entrepris des recherches, ont sollicité l'avis de spécialistes et ont consulté les intervenants sur les principes et la méthodologie relative au mécanisme de réglementation par incitatifs de troisième génération afin de rajuster les tarifs de distribution de l'électricité à compter de 2009. Parmi les enjeux qui ont été étudiés durant le processus de consultation, se trouvent les suivants : l'amélioration de l'efficacité, l'encouragement de l'innovation commerciale, l'élimination des requêtes annuelles sur le coût de service et la création d'un environnement réglementaire plus prévisible pour les distributeurs.

« La Commission, de concert avec les intervenants du secteur avec lesquels nous travaillons, fait des progrès constants afin d'en apprendre davantage sur la réglementation par incitatifs et en arriver à mieux comprendre les enjeux liés à une mise en œuvre efficace dans ce secteur », a indiqué Lisa Brickenden, conseillère en politiques, élaboration des politiques de réglementation.

La Commission a également continué de consulter le secteur afin d'établir une méthode d'analyse comparative des coûts des services publics adaptée aux distributeurs d'électricité. En dernier lieu, la Commission a déterminé s'il est justifié de remodeler en profondeur les tarifs de distribution de l'électricité à la lumière des avancées en matière de compteurs intelligents, de conservation et de gestion de la demande ainsi que de production décentralisée.

normes claires concorde avec la volonté des services publics de maintenir un degré élevé de satisfaction de la clientèle. Dans ses commentaires, le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique (STTSE) a indiqué que : « le STTSE félicite la Commission pour son engagement à mettre en œuvre un régime de réglementation de la qualité du service efficace dans son cadre de réglementation par incitatifs. »

Paul Gasparotto
Conseiller en projets, Conformité

Lisa Brickenden
Conseillère en politiques, Politiques de la vente d'énergie au détail

OBJECTIF STRATÉGIQUE **DEUX**

Aider l'Ontario à relever les défis auxquels elle fait face en matière de renouvellement de l'infrastructure énergétique, d'approvisionnement, de conservation et de gestion de la demande

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultats
Une étude sur les conditions actuelles de l'actif d'infrastructure de distribution de l'électricité dans la province a été réalisée.	87 %	1	0,87
La décision de la Commission dans l'instance sur l'examen de l'interface gaz naturel-électricité et le stockage a été exécutée.	100 %	2	2
Les règles de conduite et d'établissement des rapports concernant le stockage ont été mises en œuvre.	S.O.	0	S.O.
Des politiques réglementaires relatives à la conservation et à la gestion de la demande par les distributeurs d'électricité ont été élaborées et exécutées.	100 %	4	4
La Commission a élaboré et mis en œuvre des instruments de réglementation qui appuient le déploiement des compteurs intelligents, en vertu de la loi.	100 %	4	4
Totaux		**11**	**10,87**

La Commission publie des lignes directrices exhaustives sur la conservation et la gestion de la demande

Pour s'assurer que tous les distributeurs d'électricité soient logés à la même enseigne en matière de mise en œuvre et d'évaluation de leurs initiatives de conservation et gestion de la demande (CGD), la Commission a publié en mars 2008 ses *Guidelines for Electricity Distributor Conservation and Demand Management*, un document exhaustif qui consolide toutes les politiques de la Commission portant sur les activités de CGD entreprises par les distributeurs d'électricité. Une version mise à jour du *Total Resource Cost Guide*, laquelle fournit des directives sur l'évaluation de la rentabilité des programmes de CGD est également incluse.

Dans le cadre des travaux de la Commission sur la poursuite du développement du programme de CGD, des réunions d'appréciation des faits avec les intervenants ont été tenues à Barrie, à Chatham, à Guelph, à London, à Ottawa, à Niagara Falls, à Sudbury, à Thunder Bay, à Toronto et à Whitby. Le but de ces séances consistait à discuter de tous les enjeux en suspens liés à la mise en œuvre des politiques de CGD et de déterminer tout obstacle de réglementation restant. Les enjeux portant sur l'application de la CGD et les processus d'examen, le financement actuel et futur, le rôle des distributeurs relativement à la prestation des programmes de CGD, l'évaluation des programmes et l'accès des consommateurs à des programmes de CGD relevant des distributeurs ont fait l'objet de discussions. Les derniers thèmes abordés portaient sur le cadre de réglementation des activités de CGD entreprises par les distributeurs d'électricité et sur la codification des exigences en matière de qualité du service pour les distributeurs d'électricité.

« Cela représentait une initiative importante pour la Commission qui, nous l'espérons, augmentera la compréhension des politiques de la Commission et par conséquent favorisera réussite de la mise en œuvre des programmes de CGD, a déclaré Marika Hare, directrice générale, élaboration des politiques de réglementation. Les consultations en personne avec les distributeurs et d'autres intervenants ont fait du processus une expérience très positive. Ils nous ont dit qu'ils appréciaient l'engagement de la Commission afin de déterminer et de régler les enjeux et les préoccupations soulevés. »

Marika Hare
Directrice générale, Élaboration des politiques de réglementation

Michael Bell
Conseiller, Requêtes relatives aux installations

Josh Wasylyk
Analyste, Requêtes relatives aux installations

Zora Crnojacki
Conseillère en projets, Requêtes relatives aux installations

Examen du Plan pour le système d'électricité intégré

Durant l'exercice 2007-2008, la Commission a atteint la première étape majeure de son examen du Plan pour le système d'électricité intégré (PSEI) de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO). En mars, elle a annoncé une liste de 34 questions approuvées sur lesquelles les preuves seront entendues durant la phase 2. Les questions comprennent la conservation et l'approvisionnement renouvelable, la nucléoélectricité pour la production de charge minimale, le remplacement des centrales au charbon et les exigences en matière de transport. De plus, des questions liées aux processus d'acquisition, et d'autres, concernant la consultation avec les Autochtones, ont été relevées.

La portée des audiences du PSEI est également remarquable. Elle est plus importante que celle de toute audience précédente tenue devant la Commission, tant sur le plan du mandat de la Commission que celui de l'ampleur de la participation des intervenants. Les intervenants, notamment les organismes autochtones et environnementaux, les municipalités, les travailleurs du secteur énergétique, les grands consommateurs d'électricité et les consommateurs en général, ont comparu devant la Commission en nombre record. Les audiences de phase 1 ont suscité un total de 28 présentations orales, parmi lesquelles certaines ont été faites au nom de plusieurs groupes, ainsi que des observations écrites de l'OEO et de 66 intervenants, un nombre sans précédent pour les audiences de la Commission.

La vice-présidente de la Commission, Pamela Nowina, a commenté ainsi ce large éventail d'intervenants : « Je crois fermement que nous obtenons des résultats équitables lorsqu'à titre d'autorité de réglementation, nous sommes en mesure d'offrir un environnement dans lequel tous les intervenants, peu importe leur expérience avec les processus de la Commission, se sentent suffisamment en confiance pour présenter leur cas, parce qu'ils savent que leurs questions seront traitées avec respect et de manière judicieuse, ouverte et transparente. »

Étant donné qu'un large éventail d'intervenants étaient représentés durant les audiences de phase 1, les membres du personnel de la Commission ont adopté une approche proactive afin de faciliter efficacement la participation. Par exemple, ils ont organisé des réunions précédant les audiences afin d'expliquer le rôle et les responsabilités de la Commission ainsi que la manière dont les présentations doivent être faites. La Commission a ordonné à l'OEO de payer certains des coûts de la participation aux audiences de phase 1 aux intervenants admissibles, généralement des organismes sans but lucratif dont les membres sont établis et présentent une expertise pertinente relativement aux enjeux centraux. Ces approches diverses avaient pour but de s'assurer que tous les intervenants, peu importe leur degré de familiarité avec les instances de la Commission, auraient la chance de faire connaître efficacement leur opinion à la Commission.

« Nous essayons constamment de mieux comprendre les secteurs de l'électricité et du gaz, a déclaré le président de la Commission, Howard Wetston. Pour aider la province à satisfaire aux enjeux en matière d'énergie, la Commission doit appliquer un jugement technique sûr relativement aux enjeux qui touchent les besoins des intervenants et des consommateurs et relèvent de notre mandat. Réussir cela exige la volonté de plonger au cœur des enjeux et d'entendre les perspectives de tous les intervenants. »

Neil McKay
Directeur, Requêtes relatives aux installations

Pamela Nowina
Vice-présidente de la Commission de l'énergie de l'Ontario

Jennifer Lea
Conseillère aux projets spéciaux, Activités du marché

Violet Binette
Conseillère en projets, Requêtes relatives aux tarifs d'électricité

David Richmond
Conseiller en projets, Requêtes relatives aux installations

OBJECTIF STRATÉGIQUE TROIS

Surveiller et améliorer les processus de réglementation pour qu'ils soient efficaces, équitables et transparents et produire des rapports à leur sujet

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultats
La CEO a respecté ses délais de traitement des requêtes génériques dans 70 % des cas.	100 %	8	8
La CEO a donné une réponse aux requérants dans les 10 jours dans 85 % des cas.	100 %	8	8
Les parties qui ont communiqué avec le service de téléassistance du service Activités du marché ont reçu une réponse complète en moins de cinq jours ouvrables dans 85 % des cas. Le reste des demandes ont été traitées dans un délai de 45 jours.	98,8 %	8	7,9
Les exigences en matière de dépôt des demandes pour les distributeurs de gaz naturel, en ce qui a trait au mécanisme de réglementation incitative de troisième génération, ont été formulées et rendues publiques.	100 %	2	2
Totaux		**26**	**25,9**

Pour le troisième exercice consécutif, la Commission a satisfait à son objectif en matière de traitement des requêtes dans les trois principaux domaines de son mandat, notamment les tarifs, les projets d'infrastructure et la délivrance des permis, et ce, malgré les contraintes entraînées par la nécessité de traiter un grand nombre de requêtes pour les tarifs d'électricité fondées sur le coût de service, la requête d'approbation du Plan pour le système d'électricité intégré ainsi que la requête d'approbation de la construction d'une ligne de transport d'électricité de Bruce à Milton. Durant l'exercice 2007-2008, 426 requêtes ont été traitées.

« Nous sommes très heureux de ces résultats, a déclaré Allan Fogwill, directeur, requêtes. Il y a trois ans, nous avons fait des promesses à nos intervenants relativement aux délais de traitement et pour le troisième exercice de suite, nous avons tenu parole. Nous nous attachons toujours à examiner chaque requête de manière exhaustive et équitable et nous ferons tout en notre pouvoir durant le prochain exercice pour respecter nos engagements en matière de délai de traitement. »

Les normes de rendement, lesquelles sont affichées dans le site Web de la Commission, ont d'abord été mises en œuvre durant l'exercice 2005-2006, à la suite d'un réexamen interne complet et de la prise en compte des commentaires des intervenants. Les délais pour le traitement d'une requête varient selon son type ainsi que les exigences en matière de pièces justificatives s'appliquant à chaque requête. Pour voir la liste complète des délais, consultez la section « Renseignements et rapports » du site Web de la Commission.

Gona Jaff
Conseillère, Requêtes de permis

Allan Fogwill
Directeur, Requêtes

Commission de l'énergie de l'Ontario – Requêtes traitées en 2007-2008

Type de requête	Nombre
Électricité	
Installations	7
Permis	89
Modifications de permis	43
Modifications au sein des sociétés (fusions, acquisitions, regroupements, désinvestissements)	20
Tarifs	151
Autre	25
Total partiel	**335**

Type de requête	Nombre
Gaz naturel	
Certificats	11
Installations	21
Concession	20
Permis	8
Modifications au sein des sociétés (fusions, acquisitions, regroupements, désinvestissements)	0
Tarifs	29
Autre	2
Total partiel	**91**

Total	**426**

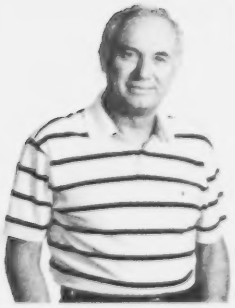
Martin Benum
Conseiller, Requêtes relatives aux tarifs d'électricité

Lenore Dougan
Analyste, Requêtes relatives aux tarifs d'électricité

OBJECTIF STRATÉGIQUE QUATRE

Augmenter la confiance du public à l'égard des règlements de la Commission grâce à des programmes de vérification et de conformité exhaustifs

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultats
Les vérifications qui font état d'améliorations du rendement d'un service public dans des domaines tels que la gestion des pertes énergétiques et des interruptions de service.	95 %	2	1,9
Une étude portant sur les incitatifs possibles associés aux réductions des pertes énergétiques a été réalisée.	0 %	0,5	0
Les problèmes de conformité ont été résolus conformément à nos normes de rendement, soit en fournissant une lettre déterminant la conformité dans les 150 jours, au moins 85 % du temps.	100 %	8	8
Nous avons produit des rapports trimestriels sur le résultat des examens de conformité.	100 %	8	8
Un programme visant à surveiller et à renforcer la conformité des distributeurs d'électricité relativement à leur obligation de connecter les installations de production, tel que décrit dans le Code des réseaux de distribution (*Distribution System Code*), a été mis en œuvre.	100 %	2	2
Un programme visant à surveiller et à renforcer la conformité relativement aux exigences en matière de transaction de service et aux normes de transaction du commerce électronique de la Règle d'accès à la distribution de gaz (*Gas Distribution Access Rule*) a été mis en œuvre.	100 %	2	2
Les exigences en matière de rapports et de tenue de dossiers ont été examinées pour veiller à ce qu'elles appuient la réglementation fondée sur les incitatifs.	100 %	4	4
Les rapports annuels qui résument les principales statistiques sur le rendement de l'industrie ont été peaufinés et publiés.	100 %	2	2
Le Régime uniforme des comptes pour les distributeurs de gaz naturel a été passé en revue et tout changement nécessaire a été apporté.	100 %	2	2
La Commission a adopté une méthode de comparaison des distributeurs d'électricité (c.-à-d., l'évaluation comparative).	83,3 %	4	3,3
Totaux		**34,5**	**33,2**



Duncan Skinner
Conseiller spécial, Vérification de la réglementation

Wade Frost
Conseiller, Vérification de la réglementation

La méthodologie d'évaluation du rendement continue d'évoluer afin d'appuyer la réglementation par incitatifs

Durant l'exercice 2007-2008, la Commission a continué d'examiner des manières d'améliorer la façon dont elle réglemente le grand nombre de distributeurs d'électricité en Ontario. Elle a perfectionné sa méthodologie d'évaluation du rendement, particulièrement en ce qui concerne la comparaison des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un distributeur d'électricité à l'autre. « Compte tenu de l'importante quantité de renseignements que la Commission reçoit chaque année de la part des distributeurs d'électricité, nous recherchons constamment des façons d'augmenter l'efficacité avec laquelle les parties intéressées peuvent surveiller le rendement relatif aux coûts des distributeurs ainsi que de l'ensemble du secteur, a souligné Bill Cowan, vérificateur en chef de la réglementation. L'évaluation du rendement consiste à s'assurer que nous comparons des pommes avec des pommes.

En fait, l'évaluation du rendement est indissociable de la réglementation par incitatifs. »

Pour s'assurer que les résultats de ces travaux soient transparents, la Commission les met en ligne dans la section « Initiatives clés et consultations de la CEO » de son site Web dans la sous-section « Comparison of Electricity Distributor Costs » (en anglais seulement). Les renseignements publiés en 2007-2008 comprennent les données sur le rendement relatif aux coûts de tous les distributeurs pour les années 2002 à 2006, les résultats des travaux des experts-conseils retenus par le personnel de la Commission ainsi que les résultats des diverses consultations tenues durant l'année. Les données publiées ont également servi de fondation pour les travaux sur la réglementation par incitatifs décrite plus tôt dans le présent rapport annuel.

Bill Cowan
Vérificateur en chef, Réglementation

Keith Ritchie
Conseiller en projets, Requêtes relatives aux tarifs d'électricité

Simplification de la tâche des distributeurs d'électricité en matière de dépôt de documents

Durant l'exercice 2007-2008, la Commission a mis de l'avant une initiative ayant pour but de réduire les dépôts de données qui sont exigés auprès des distributeurs d'électricité. Au lieu de déposer les mêmes renseignements deux fois, une fois auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario et une autre fois auprès de Statistique Canada, comme ils sont actuellement tenus de le faire, les distributeurs d'électricité ont maintenant le choix de déposer leurs documents une seule fois auprès de la Commission, laquelle fait ensuite parvenir les renseignements à Statistique Canada. En proposant de devenir un guichet unique du processus de dépôt de documents, l'objectif de la Commission consiste à alléger une partie des formalités administratives qui incombent aux distributeurs, tout en contribuant à uniformiser le processus d'établissement de rapports pour Statistique Canada.

De nouvelles normes d'OCE sont établies pour le secteur du gaz

En mai 2007, le groupe de travail sur l'industrie qui a reçu en 2005 la responsabilité d'élaborer des normes d'opérations commerciales électroniques (OCE) pour l'industrie du gaz a indiqué que les plans de passage aux nouvelles normes étaient terminés. Depuis, la Commission porte donc son attention à veiller à ce que les normes d'OCE soient mises en œuvre.

Les normes d'OCE définissent les exigences en matière d'échange de données électroniques qui sous-tendent toute la relation entre les distributeurs de gaz naturel et les agents de commercialisation, notamment le changement de fournisseur, la facturation et les règlements. Les nouvelles normes d'OCE, lesquelles sont parallèles à celles actuellement en place dans le secteur de vente au détail de l'électricité, font maintenant partie intégrale de la Règle d'accès à la distribution de gaz (*Gas Distribution Access Rule*) de la Commission, laquelle a d'abord été établie en décembre 2002. Selon les termes de cette règle, les distributeurs de gaz doivent prendre toutes les mesures raisonnables pour s'assurer que tous les renseignements concernant les consommateurs dans la zone de concession du distributeur de gaz, notamment l'identité du vendeur de gaz du consommateur et ses options de paiement soient exacts et à jour. En surveillant la conformité à ces normes et en veillant à leur application, la Commission favorise le choix pour les consommateurs.

« Le rôle actuel de la Commission consiste à veiller à ce que les choix des consommateurs en matière d'approvisionnement soient respectés conformément aux délais et aux exigences établis dans la Règle d'accès à la distribution de gaz, a déclaré Brian Hewson, chef du Bureau de la conformité. En établissant des rapports sur la conformité, la Commission sera en mesure de démontrer l'étendue à laquelle elle a favorisé les choix des consommateurs dans le secteur du gaz. Nous serons également informés relativement aux enjeux qui sont toujours en suspens et qui exigent des ajustements. »

« En établissant des rapports sur la conformité, la Commission sera en mesure de démontrer l'étendue à laquelle elle a favorisé les choix des consommateurs dans le secteur du gaz. »

Depuis la mise en œuvre des nouvelles normes d'OCE, la Commission note qu'aucun problème majeur n'a été signalé par les agents de commercialisation, les distributeurs ou les consommateurs. La Commission continuera de travailler avec l'industrie pour s'assurer que toutes les améliorations nécessaires ou désirables aux processus sont relevées.

Brian Hewson
Chef,
Bureau de la conformité

Barb Robertson
Conseillère en projets, Conformité

OBJECTIF STRATÉGIQUE **CINQ**

Établir des communications claires et opportunes pour accroître la transparence auprès des intervenants et donner davantage de pouvoir aux consommateurs

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultats
Nos communications permettent de transmettre des renseignements en contexte sur les décisions et les politiques de réglementation de la Commission, y compris leurs répercussions sur les intervenants et les consommateurs, de même que sur les initiatives organisationnelles de la CEO.	100 %	4	4
Des améliorations conceptuelles et fonctionnelles ont été apportées au site Web de la CEO afin d'en faciliter la navigabilité et de rendre l'information plus accessible aux intervenants, aux consommateurs et au public en général.	100 %	2	2
Nous avons respecté, au moins 80 % du temps, les normes suivantes dans les rapports avec les consommateurs : nous répondons à la correspondance courante dans les 15 jours ouvrables, le centre du service à la clientèle répond au téléphone dans les 20 secondes et aux messages vocaux dans un jour ouvrable.	67,7 %	8	5,36
Nous avons produit des rapports trimestriels pour informer l'industrie et le public sur les types de questions soulevées par les consommateurs dans leurs demandes de renseignements auprès de la Commission.	100 %	1	1
Le règlement des différends entre les entreprises réglementées et les consommateurs a été facilité dans les 90 jours, 90 % du temps, et a fait l'objet de rapports trimestriels.	100 %	8	8
L'indice des perceptions des intervenants de la Commission a été mis à jour et le taux de satisfaction à l'égard du rendement global de la CEO atteint, au minimum, la moyenne de ce taux enregistré au cours des trois années précédentes.	100 %	4	4
Totaux		**27**	**24,36**

Paul Crawford
Conseiller, Communications et affaires publiques

Sophie Rousseau
Superviseur, Centre des relations avec les consommateurs

La Commission aide les consommateurs à comprendre leurs choix et leurs responsabilités en matière d'énergie

Durant l'exercice 2007-2008, la Commission a mis en branle son initiative d'information des consommateurs grâce au lancement du programme Le choix énergétique vous appartient. Ce programme de sensibilisation est conçu pour aider les consommateurs à comprendre leurs droits et responsabilités qui sont associés avec la signature des contrats de vente d'énergie au détail et d'expliquer les différences entre l'achat d'énergie des services publics et des sociétés de vente d'énergie au détail.

Une séance d'information à l'intention des médias menée par les membres du personnel de la Commission en juillet 2007 a aidé à renseigner les médias de masse à l'échelle de la province sur l'initiative et ses diverses composantes. Le personnel de la Commission s'est également adressé aux groupes communautaires locaux pour leur demander d'utiliser leurs réseaux afin de diffuser les messages centraux de la stratégie auprès de la base de consommateurs la plus vaste possible.

Durant l'exercice 2007-2008, les communications en personne avec les groupes de consommateurs ont donné des résultats positifs. En réponse à la présentation des membres du personnel de la Commission de décembre 2007, Dana Kamin, coordonnatrice du programme de sensibilisation de la Daily Bread Food Bank, a dit qu'elle était heureuse de la présentation et qu'elle a trouvé les renseignements utiles.

« Je crois que nous comprenons davantage les options qui s'offrent aux personnes avec qui nous travaillons et qui ont déjà signé des contrats d'énergie, et nous saisissons mieux l'ensemble du processus afin de conseiller nos clients de manière appropriée. »

La campagne se poursuivra en 2008-2009 avec le lancement du site www.enerchoix.ca. Des plans sont également en place pour rencontrer davantage de regroupements de consommateurs à l'échelle de la province pour leur fournir des renseignements qui pourront les aider à prendre des décisions éclairées relativement à leurs choix énergétiques.

La note de la Commission dans l'enquête annuelle auprès des intervenants augmente encore

Pour le troisième exercice consécutif, la note de la Commission dans l'enquête annuelle auprès des intervenants s'est améliorée, ce qui indique que les 77 intervenants qui ont participé à la dernière enquête reconnaissent les mesures que la Commission a prises pour atteindre ses objectifs en matière de rendement, de service et de communications. En 2007, sur un maximum de 10 points, la note de la Commission était de 6,7, comparativement à 6,2 en 2006 et à 5,4 en 2004.

Voici les faits saillants de l'enquête menée en 2007 :

- La CEO a reçu les notes de rendement les plus élevées pour le professionnalisme avec lequel elle dirige les audiences et les instances, et ensuite pour l'équité de ses décisions, la reddition des comptes dans les processus de réglementation clairement définis ainsi que la transparence en matière d'établissement de rapports.

- Les intervenants ont donné à la CEO une note de confiance de 6,8 relativement à la manière dont elle mène ses activités de communication avec l'industrie comme la diffusion de ses objectifs stratégiques et de ses décisions, la consultation des intervenants ainsi que l'orientation des entités réglementées à l'égard de leurs obligations. Cette note est inchangée par rapport à la note que la Commission a reçue relativement à cette facette en 2006, mais elle est plus élevée que la note de 5,3 reçue en 2004.

- Les membres du personnel de la CEO ont reçu la note globale la plus élevée, (7,2) dans le domaine des connaissances sur le secteur de l'énergie. La CEO a également reçu des commentaires positifs relativement à son objectivité et à son équité (7,1), la facilité avec laquelle on peut traiter avec elle ainsi que l'empressement avec lequel elle répond aux questions et aux demandes (7,0).

Barrington Ellis
Agent d'information du public, Centre des relations avec les consommateurs

En reconnaissance de sa réussite en matière d'élaboration d'un mode de mesure permettant d'évaluer le rendement et de déterminer les facettes à améliorer dans son fonctionnement ainsi que la manière dont elle communique avec les intervenants et le public, la Commission a reçu le prix « Innovation » de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT) lors de la réunion d'avril 2008.

La Commission de l'énergie de l'Ontario est actuellement la seule autorité de réglementation du secteur de l'énergie au Canada qui publie les résultats d'une enquête auprès des intervenants portant sur l'ensemble du travail de l'organisation plutôt que sur des initiatives individuelles. « Nous faisons tout cela parce que la transparence et la responsabilisation vont de pair », a déclaré le président de la Commission, Howard Wetston.

Prix d'innovation CAMPUT 2008

Velma Francis
Agente d'information du public, Centre des relations avec les consommateurs

Karen Cormier
Conseillère principale, Relations avec les intervenants

Maloney Aguirre
Commis de correspondance, Relations avec les consommateurs

Megan Bard
Agente d'information du public, Centre des relations avec les consommateurs

Description de la mesure du rendement	État d'avancement	Valeur	Résultats
Les mesures suivantes des coûts de la réglementation de la Commission font l'objet de rapports annuels sur une moyenne mobile de trois ans : (i) pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement; (ii) dépenses de fonctionnement à titre de pourcentage du revenu d'industrie; (iii) dépenses de fonctionnement par utilisateur final.	100 %	1	1
Système de présentation électronique des documents.	100 %	2	2
Système de gestion des audiences et des consultations.	100 %	2	2
Une stratégie des ressources humaines sur trois ans a été élaborée.	100 %	4	4
Une mesure de maintien en poste des employés fait l'objet de rapports fondés sur les meilleures pratiques, et ce, conformément à la stratégie des ressources humaines de trois ans.	100 %	8	8
Un minimum de 2 % des salaires annuels a été dépensé dans des programmes de formation et de perfectionnement.	100 %	8	8
L'indice d'engagement des employés est mis à jour régulièrement d'après les sondages auprès des employés, et les taux futurs sont égaux ou supérieurs à la moyenne des trois années précédentes.	S.O.	0	S.O.
Un examen et une mise à jour de l'évaluation des systèmes de contrôle interne de la CEO ont lieu de façon régulière.	100 %	1	1
Totaux		**26**	**26**

Des mises à niveau des TI conçues pour favoriser l'accessibilité et l'efficacité

Le système de dépôt existant de la Commission, que certains trouvaient peu convivial et lent à donner accès aux documents archivés, a été mis au rancart en juin 2007 à la suite du lancement d'un nouveau système de soumission électronique appelé *Regulatory Electronic Submission System* (RESS).

Conçu avec l'aide de trois des principaux intervenants de la Commission, le RESS est un portail Web perfectionné qui permet aux intervenants (grâce à un mot de passe sécurisé) et aux membres du personnel de la Commission de gérer, d'examiner et de télécharger des dossiers d'instance plus facilement grâce à un nouveau jeu de lignes directrices en matière de dépôt de documents qui établissent un ensemble commun de procédures de dépôt de documents et de règles d'affectation des noms appelé *Regulatory Electronic Document Standards*.

Pour les membres du public qui désirent avoir accès aux documents déposés, il existe un système de recherche avancée distinct (*Regulatory Document Search*), qui permet aux usagers non enregistrés de faire une recherche parmi les documents publiquement disponibles se trouvant dans le système RESS.

« Le développement et les améliorations subséquentes au système RESS ont autant pour but de réduire la quantité de papier qu'augmenter l'efficacité et l'accessibilité, a soutenu Douglas Farrar, directeur de l'information et des technologies de l'information. Notre objectif est double. D'une part, nous voulions créer des outils conformes aux meilleures pratiques, notamment en matière de transparence et d'accessibilité. D'autre part, nous voulions faciliter la tâche des intervenants, peu importe leur emplacement dans la province, dans leurs interactions avec nous. Nous constatons que la solution mise en œuvre sert très bien les membres du personnel et les intervenants. »

« Nous sommes enchantés par les améliorations que la Commission a apportées à son système de dépôt de documents l'année dernière, a dit Lorraine Chiasson, coordonnatrice de la réglementation, Enbridge Gas Distribution. Les menus déroulants et les onglets d'options nous aident à repérer les documents que nous cherchons. Globalement, le nouveau système est plus simple à utiliser et d'un accès plus facile. »

- Lorraine Chiasson,
Coordonnatrice de la réglementation
Enbridge Gas Distribution

Susan Mucklin
Superviseure, Systèmes de soutien des activités

Doug Farrar
Directeur, Information et Technologies de l'information

Mesure des coûts de la réglementation

En septembre 2006, la Commission a annoncé qu'elle commencerait à produire des rapports concernant les mesures des coûts de la réglementation à compter de l'exercice 2006-2007.

Afin de cerner les mesures appropriées, la Commission a engagé Elenchus Research Associates (ERA) afin d'examiner les méthodologies utilisées par les organismes de réglementation au Canada, aux États-Unis, en Australie et en Europe pour vérifier et surveiller le coût de la réglementation, et de recommander à la Commission l'adoption de mesures appropriées.

Le rapport d'ERA observait que la Commission doit tenir compte de plusieurs enjeux lorsqu'elle cerne les mesures des coûts de la réglementation et par la suite lorsqu'elle les déclare. Par exemple, le rapport d'ERA précisait ceci : « établir des mesures des coûts de la réglementation appropriées n'est pas une tâche facile parce que certains inducteurs de coût importants ne sont pas prévisibles [et que]... les demandes devant la CEO peuvent être plus nombreuses au cours des périodes où le gouvernement lui demande de produire des rapports sur les questions de politique ou d'avoir davantage recours à des mesures de réglementation incitative pluriannuelles, ce qui pourrait modifier les coûts totaux pour la CEO. Le rapport d'ERA *A review of Potential Regulatory Cost Measures* [Un examen des mesures des coûts de la réglementation potentielles], peut être consulté dans le site Web de la Commission.

Le rapport d'ERA concluait qu'« il n'y a aucune mesure de coût unique actuellement utilisée qui servira de norme fiable ou de mesure de comparaison des coûts de la réglementation de la Commission. Il est néanmoins utile de publier une ou plusieurs mesures des coûts de la réglementation de la CEO afin de surveiller les tendances en matière de coût et de s'assurer que la tendance est raisonnable et justifiable, tant à l'interne qu'à l'externe. »

Les trois mesures des coûts de la réglementation qu'ERA a recommandées et que la CEO a adoptées étaient les suivantes :

- une moyenne mobile de trois ans du pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement;
- une moyenne mobile de trois ans des dépenses de fonctionnement à titre de pourcentage du revenu de l'industrie;
- une moyenne mobile de trois ans des dépenses de fonctionnement par consommateur final.

ERA a conclu que la moyenne mobile de trois ans était appropriée pour chaque mesure à titre de moyen de niveler l'effet des obligations de réglementation inhabituelles ou cycliques.

En commentant chacune des mesures des coûts de la réglementation de la CEO, ERA a remarqué ce qui suit :

« Cette statistique serait utile à titre de mesure type de haut niveau; elle est cependant incomplète en tant que mesure autonome. Elle peut occulter les efforts actuels de l'organisme. Par exemple, si l'organisme accepte une responsabilité supplémentaire à l'égard de l'industrie, son budget augmentera, alors que sa rentabilité peut ne pas s'être détériorée [...]. Néanmoins, malgré ces lacunes, le contrôle des changements qui surviennent d'une année à l'autre dans les dépenses totales de la réglementation constitue une « norme » élevée pour la mesure du coût, ce qui est conforme aux pratiques observées dans les autres collectivités publiques. »

« Une mesure qui a un bien-fondé manifeste est le coût pour les autorités de réglementation des "frais généraux administratifs de la réglementation" de l'industrie, sous la forme d'un pourcentage du chiffre d'affaires de l'industrie (c'est-à-dire le total des revenus de l'industrie). Cette mesure fait actuellement l'objet d'un rapport par l'OFGEM. Elle est également utilisée par d'autres secteurs afin d'évaluer l'efficacité administrative (par exemple, les régimes d'assurance dans le secteur des soins de santé). C'est un indicateur utile puisqu'il permet de voir comment les coûts de la réglementation varient en fonction des coûts et des revenus de l'industrie. Un inconvénient de cette mesure est l'absence de données cohérentes et bien définies pour l'Ontario [...]. De plus, alors que cette mesure révèle le coût des frais généraux à titre de pourcentage du chiffre d'affaires de l'industrie, ce qui est une mesure très utile pour évaluer le fardeau administratif global, elle peut ne pas tout dire lorsqu'on l'analyse seule. Par exemple, le prix relatif de l'énergie et de sa livraison varie selon les collectivités publiques. Les politiques dans différentes collectivités publiques (par exemple, un gel des prix, une réduction des prix prescrite ou le passage aux prix du marché) peuvent toutes avoir un effet sur les frais généraux administratifs de l'industrie même si le fardeau réglementaire actuel attribuable au coût de l'autorité de réglementation peut demeurer inchangé. »

« Le coût total ne permet pas une comparaison directe avec les autres organismes de réglementation. Par conséquent, une autre statistique qui s'avère utile comme mesure normative et qui permet également une analyse comparative est le coût par consommateur [...]. Nous exprimons des réserves contre l'utilisation de cette mesure puisqu'elle ne représente pas vraiment le coût unitaire de la réglementation. Deux (sic : raisons) principales incitent à la prudence : premièrement, un foyer peut compter deux ou trois consommateurs, et deuxièmement, certaines collectivités publiques ne réglementent pas tous les foyers et tous les consommateurs. Il existe [...] un petit nombre de consommateurs de gaz et d'électricité qui ne sont pas réglementés par la CEO en Ontario. » Comme nous l'avons déjà souligné, le rapport d'ERA concluait qu'« il n'y a aucune mesure de coût unique actuellement utilisée qui servira de norme fiable ou de mesure de comparaison des coûts de la réglementation de la Commission. Il est néanmoins utile de publier une ou plusieurs mesures des coûts de la réglementation de la CEO afin de surveiller les tendances en matière de coût et de s'assurer que la tendance est raisonnable et justifiable, tant à l'interne qu'à l'externe. »

Les résultats du rapport de la Commission concernant ses coûts de la réglementation sont les suivants :

Mesure des coûts de la réglementation pour 2007-2008

	2007-2008	2006-2007	2005-2006
Dépenses de fonctionnement [a]	32 180 496 $	29 960 984 $	25 481 267 $
Mesure n° 1 : pourcentage de changement des dépenses de fonctionnement	**7,41 %**	**17,58 %**	**3,82 %**
Moyenne mobile de 3 ans	9,60 %	10,48 %	S.O.
Revenus de l'industrie (en milliards de dollars) [b]	21,1 $	19,9 $	21,9 $
Mesure n° 2 : dépenses de fonctionnement à titre de pourcentage des revenus d'industrie	**0,15 %**	**0,15 %**	**0,12 %**
Moyenne mobile de 3 ans	0,14 %	0,13 %	0,12 %
Consommateurs d'électricité [c]	4 638 808	4 592 868	4 522 929
Consommateurs de gaz naturel [c]	3 208 500	3 158 554	3 011 170
Mesure n° 3 : dépenses de fonctionnement par consommateur ($an/consommateur)	**4,10 $**	**3,87 $**	**3,38 $**
Moyenne mobile de 3 ans	3,78 $	3,52 $	3,35 $

Remarques :

a) Source : états financiers de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Le chiffre utilisé est celui des dépenses totales indiqué dans l'État des activités et des variations de l'actif net. Les dépenses totales comprennent les frais de la Commission recouvrables aux termes de l'article 30 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* de 1 897 821 $ en 2007-2008, de 1 106 664 $ en 2006-2007 et de 119 017 $ en 2005-2006. Les frais des intervenants et des intéressés que les entités réglementées se sont vues ordonner de payer ne sont pas assumés par la Commission. Par conséquent, ils ne sont pas inclus dans les dépenses totales.

b) Source : estimations de 2005-2006 à 2007-2008 fondées sur diverses sources de la CEO et de Statistique Canada.

c) Source : rapports annuels. Les nombres de consommateurs de gaz naturel pour 2005-2006 et 2006-2007 ont été redressés à partir des chiffres publiés dans le rapport annuel 2006-2007 de la Commission et ont un effet intangible.

Commentaire

L'augmentation des dépenses de fonctionnement de 2006-2007 à 2007-2008 tient à deux choses : premièrement, les effectifs du personnel et des membres de la Commission sont maintenant complets, comme cela avait été prévu lorsque la CEO est devenue une société d'État autonome et deuxièmement, le programme réglementaire s'est avéré particulièrement chargé en 2007-2008 ce qui a nécessité un recours accru aux experts-conseils pour appuyer le travail de la Commission. Le pourcentage des dépenses de fonctionnement de 2006-2007 à 2007-2008 a changé et la moyenne mobile de trois ans a baissé en raison de l'achèvement de la transformation de la CEO en société d'État autonome.

Les revenus de l'industrie ont augmenté de 1,2 milliard de dollars (6,0 %) de 2006-2007 à 2007-2008. Les dépenses de fonctionnement à titre de pourcentage des revenus de l'industrie sont demeurées constantes à 0,15 % pour la même période. Sur une moyenne mobile de trois ans, ces dépenses ont connu une hausse marginale qui reflète la période de croissance en raison de la transformation de la CEO, comparativement à une croissance plus stable des revenus de l'industrie.

Les dépenses de fonctionnement par consommateur ont augmenté de 0,26 $ (6,7 %) de 2006-2007 à 2007-2008, en raison de l'augmentation des dépenses de fonctionnement de la CEO que nous avons déjà expliquée, comparativement à une clientèle relativement stable pour les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Sur une moyenne mobile de trois ans, la période de croissance de la transformation de la CEO comparativement à une clientèle plus stable a entraîné une augmentation du coût par consommateur.

FRAIS ADJUGÉS AUX TERMES DE L'ARTICLE 30

Aux termes de l'article 30 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Commission « peut ordonner à une personne de payer tout ou partie des frais engagés par une autre personne relativement à sa participation à une instance devant elle, à une procédure relative aux avis et aux observations visée à l'article 45 ou 70.2 ou à toute autre consultation que la Commission entreprend ». Ces frais peuvent également comprendre ceux de la Commission.

Le tableau suivant présente l'activité en matière d'adjudication des frais pour l'exercice 2007-2008 :

	2007-2008	
Frais de la Commission recouvrables aux termes de l'article 30 (Note 1)	1 897 821	$
Frais des intervenants et des intéressés recouverts aux termes de l'article 30 (Note 2)	3 071 830	$
Total de l'activité en matière de recouvrement des frais en 2007-2008	**4 969 651**	**$**

Note 1 Ces frais représentent les frais engagés par la Commission relativement à des instances ou des processus de consultation précis (par exemple, des services de consultation, des services de sténographie ou la location de salles de réunion hors des locaux de la Commission). Ces frais sont présentés dans les états financiers de la Commission pour l'exercice clos le 31 mars 2008. Les entités réglementées sont tenues de payer ces frais à la Commission relativement aux instances et aux processus de consultation.

Note 2 Ces frais représentent des frais que les entités réglementées se sont vues ordonner de payer à des intervenants dans des audiences et à des intéressés dans des processus de consultation. Ces frais ne figurent pas dans les états financiers de la Commission.

Ontario

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO – RAPPORT ANNUEL

ÉTATS FINANCIERS 2007-2008

Responsabilité de la direction

La direction de la Commission de l'énergie de l'Ontario est responsable de l'intégrité et de la présentation fidèle des états financiers et des autres renseignements présentés dans le rapport annuel. Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux Principes comptables généralement reconnus au Canada. La préparation des états financiers exige nécessairement que la direction fasse preuve de jugement et qu'elle emploie les meilleures estimations, particulièrement lorsque l'effet des transactions touchant l'exercice en cours ne peut pas être déterminé avec certitude avant les prochains exercices.

La Commission a recours à des systèmes de contrôle comptable internes conçus pour offrir une assurance raisonnable que les renseignements financiers fiables soient disponibles rapidement, que l'actif et le passif de la Commission soient comptabilisés adéquatement et que la sauvegarde de l'actif soit assurée.

Les états financiers ont été examinés et approuvés par le Comité de gestion de la Commission. De plus, ils ont fait l'objet d'une vérification de la part du vérificateur général de l'Ontario, dont le rapport suit.

Catherine Barker-Hoyes
Directrice générale, Services opérationnels
Le 2 juillet 2008

Rapport du vérificateur

À la Commission de l'énergie de l'Ontario

Nous avons vérifié l'état de la situation financière de la Commission de l'énergie de l'Ontario au 31 mars 2008, l'état des résultats de fonctionnement, de l'actif net ainsi que des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Commission. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en me fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à assurer un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend l'examen par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables, des estimations importantes faites par la direction ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Commission au 31 mars 2008, ainsi que les résultats de fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.

Gary R. Peall, CA
Sous-vérificateur général
Expert comptable autorisé

Toronto (Ontario)
Le 2 juillet 2008

État de la situation financière
Au 31 mars 2008

	2008		2007	
ACTIF				
Actif à court terme				
Espèces	18 105 875	$	15 667 587	$
Comptes débiteurs	2 794 529		5 727 637	
Coûts liés au processus de réglementation devant être évalués	1 522 536		686 253	
Dépôts et charges payées d'avance	192 329		179 741	
Total de l'actif à court terme	22 615 269		22 261 218	
Immobilisations (note 5)	8 151 556		8 725 901	
TOTAL DE L'ACTIF	**30 766 825**	$	**30 987 119**	$
PASSIF				
Passif à court terme				
Revenus reportés (note 3c)	10 693 842	$	11 029 738	$
Comptes créditeurs et charges à payer	5 556 665		4 880 858	
Total du passif à court terme	16 250 507		15 910 596	
Passif à long terme				
Revenus reportés liés aux immobilisations (note 3d)	5 073 472		5 385 853	
Incitatif de location reporté (note 8)	3 973 631		4 311 803	
Total du passif à long terme	9 047 103		9 697 656	
TOTAL DU PASSIF	**25 297 610**		**25 608 252**	
Réserve de fonctionnement (note 4)	4 764 975		4 674 627	
Actif net (note 7)	704 240		704 240	
TOTAL DU PASSIF, DE LA RÉSERVE ET DE L'ACTIF NET	**30 766 825**	$	**30 987 119**	$

Voir les notes afférentes aux états financiers.

Au nom du Comité de gestion :

Howard Wetston
Président

Gordon Kaiser
Vice-président

Pamela Nowina
Vice-présidente

État des résultats de fonctionnement et de l'actif net

Exercice clos le 31 mars 2008

	2008		2007	
REVENUS				
Recouvrement des coûts				
Recouvrement des coûts généraux (note 3a)	27 073 731	$	26 051 918	$
Amortissement des revenus reportés liés aux immobilisations	2 071 390		1 703 034	
Coûts liés au processus réglementaire	1 897 821		1 106 644	
Total des revenus provenant du recouvrement des coûts	31 042 942		28 861 596	
Autres revenus				
Revenus d'intérêt	744 149		695 829	
Frais de permis	354 100		383 080	
Revenus divers	39 305		20 479	
Total des autres revenus	1 137 554		1 099 388	
TOTAL DES REVENUS	**32 180 496**		**29 960 984**	
CHARGES				
Coûts liés au personnel et aux membres de la Commission	21 877 540		19 845 022	
Experts-conseils et professionnels	3 325 381		3 274 109	
Bien-fonds	2 248 992		2 308 788	
Bureaux et administration	945 494		875 690	
Médias et publications	702 888		844 633	
Technologies de l'information	565 635		617 618	
Réunions, séminaires et déplacements	443 176		492 090	
Amortissement	2 071 390		1 703 034	
TOTAL DES CHARGES	**32 180 496**		**29 960 984**	
EXCÉDENT DES REVENUS PAR RAPPORT AUX CHARGES	**0**		**0**	
Actif net, au début de la période (note 7)	704 240		704 240	
ACTIF NET, à la fin de la période	**704 240**	**$**	**704 240**	**$**

Voir les notes afférentes aux états financiers.

État des flux de trésorerie

Exercice clos le 31 mars 2008

	2008	2007
Rentrées (sorties) de fonds nettes liées aux activités suivantes :		
FONCTIONNEMENT		
Évaluation comptabilisée	28 678 379 $	29 699 452 $
Revenus des coûts liés au processus de réglementation	1 897 821	1 106 644
Autres revenus	1 137 554	1 099 388
Charges	(32 180 496)	(29 960 984)
(Insuffisance) Excédent des revenus par rapport aux charges	(466 742)	1 944 500
Rajustement pour les charges non pécuniaires :		
Amortissement des immobilisations payées par la CEO	2 071 390	1 703 034
Amortissement des améliorations locatives payées par le propriétaire	261 965	190 297
Rajustement net pour les charges non pécuniaires	2 333 355	1 893 331
Changements aux fonds de roulement hors caisse :		
Comptes débiteurs	2 933 108	(2 097 387)
Coûts liés au processus de réglementation devant être évalués	(836 283)	(599 330)
Dépôts et charges payées d'avance	(12 588)	32 621
Revenus reportés	(91 188)	(238 975)
Comptes créditeurs et charges à payer	675 807	498 431
Incitatif de location reporté	(338 172)	575 584
Évolution du fonds de roulement autre que les disponibilités	2 330 684	(1 829 056)
Rentrées nettes provenant des activités d'exploitation	4 197 297	2 008 775
INVESTISSEMENT		
Achats de biens immobilisés	(1 759 009)	(2 886 501)
Rentrées nettes utilisées pour des activités d'investissement	(1 759 009)	(2 886 501)
VARIATION NETTE DE L'ENCAISSE	**2 438 288**	**(877,726)**
Encaisse, au début de la période	15 667 587	16 545 313
Encaisse, à la fin de la période	**18 105 875 $**	**15 667 587 $**

Voir les notes afférentes aux états financiers.

1. Nature de la Commission

La Commission de l'énergie de l'Ontario (la « Commission ») est l'autorité de réglementation des industries du gaz naturel et de l'électricité en Ontario. La Commission fournit en outre des conseils sur les questions liées à l'énergie qui lui sont soumises par le ministre de l'Énergie ou le ministre des Richesses naturelles.

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Commission de l'énergie de l'Ontario est, depuis le 1er août 2003, une société sans capital-actions. Elle est autorisée à financer entièrement ses coûts de fonctionnement auprès des participants au marché du gaz et de l'électricité.

Le 9 décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a été adoptée. Cette loi a modifié la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* afin, entre autres choses, de modifier les objectifs de la Commission et de transférer le Comité de surveillance du marché (qui relevait auparavant de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité) à la Commission à compter du 1er janvier 2005.

À titre d'organisme de Sa Majesté du chef de l'Ontario, la Commission bénéficie d'une exemption d'impôt fédéral et provincial aux termes de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada ainsi que des taxes sur les biens et les services aux termes de la *Loi sur la taxe d'accise*.

2. Principales conventions comptables

Les présents états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus. Les principales conventions comptables utilisées dans la préparation des présents états financiers comprennent les suivantes :

Les revenus reçus pendant l'exercice 2007-2008 qui portent sur des exercices subséquents ne sont pas reconnus comme des revenus et sont reportés. La constatation des revenus de recouvrement des coûts est liée aux charges de la Commission comme suit :

- Le recouvrement des coûts généraux liés aux charges de la Commission est constaté à titre de revenus dans la mesure où ils dépassent les coûts du processus de réglementation, de l'amortissement des revenus reportés à long terme liés aux immobilisations et d'autres revenus. Les revenus évalués dépassant les coûts réels liés à l'exercice 2007-2008 sont considérés comme un rapprochement (note 3b) et la comptabilisation du premier trimestre de 2008-2009 est reportée étant donné qu'elle a été comptabilisée d'avance (note 3c).
- L'amortissement des revenus reportés liés aux immobilisations est constaté à titre de revenus sur la même base que celle l'amortissement des immobilisations sous-jacentes. Les revenus liés aux dépenses d'immobilisations sont reportés étant donné qu'ils ont été comptabilisés d'avance (note 3d).
- Les coûts liés au processus de réglementation sont constatés à titre de revenus lorsque les charges afférentes sont engagées.

Les autres revenus sont constatés lorsqu'ils sont reçus et recevables.

Les immobilisations sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, commençant au cours de l'exercice suivant les acquisitions et s'échelonnant sur leurs durées de vie utiles estimatives, comme suit :

Mobilier et équipement de bureau	5 ans
Équipement informatique et logiciels afférents	3 ans
Équipement audio-visuel	3 ans
Améliorations locatives	durée du contrat de location

2. Principales conventions comptables (suite)

La Commission se conforme aux nouvelles normes de comptabilité de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) s'appliquant aux instruments financiers. Ces normes établissent des lignes directrices pour la constatation et la mesure de l'actif et du passif financiers ainsi que pour la comptabilisation des gains et des pertes relatifs aux instruments financiers. Dans le cadre de ces nouvelles normes, tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances, disponibles à la vente ou autre passif financier.

En vertu de cette norme, tous les instruments financiers doivent être mesurés à leur juste valeur lors de leur constatation initiale, sauf dans le cas de certaines transactions entre apparentés. Après leur constatation initiale, les instruments financiers doivent être mesurés à leur juste valeur, sauf dans le cas de l'actif financier classé dans la catégorie des titres détenus jusqu'à leur échéance, dans celle des prêts et créances ou dans celle de l'autre passif financier, qui sont mesurés au coût ou au coût amorti selon la méthode de l'intérêt réel.

Ces nouvelles normes n'ont eu aucune incidence sur les valeurs comptables de l'actif et du passif financier de la Commission car :

- L'encaisse est classée comme des titres détenus à des fins de transaction et comptabilisés à leur juste valeur.
- Les comptes débiteurs et les coûts du processus de réglementation à être évalués sont classés comme des prêts et créances et sont évalués à leur valeur nominale, ce qui est approximativement égal à leur juste valeur étant donné les échéances de courte durée.
- Les comptes créditeurs et les charges à payer sont classés dans la catégorie autre passif financier et sont comptabilisés à leur valeur nominale, ce qui est approximativement égal à leur juste valeur étant donné les échéances de courte durée.

Selon la direction, la Commission n'est exposée à aucun risque important lié aux taux d'intérêt, aux devises, aux flux de trésorerie ou au crédit découlant de ses instruments financiers en raison de leur nature.

La préparation des états financiers conformément aux Principes comptables généralement reconnus exige que la direction effectue des prévisions et utilise des hypothèses qui ont des effets sur la comptabilisation de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les totaux comptabilisés des revenus, des charges et des sommes recouvrées durant l'année. Les montants réels pourraient être différents de ces estimations.

La Commission offre un régime de retraite à ses employés à temps plein par l'entremise d'une participation au Régime de retraite des fonctionnaires de l'Ontario, un régime de retraite à prestations déterminées financé par de nombreux employeurs. Ce régime est comptabilisé comme un régime à cotisations déterminées, puisque la Commission ne dispose pas de renseignements suffisants pour utiliser une comptabilité de régime à prestations déterminées.

La Commission a également constitué un régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire pour le président, tel que décrit dans la note 6b. La Commission constate son obligation relativement au régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire et des coûts reliés. La provision actuarielle et le coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice sont déterminés par des actuaires indépendants au moyen de la méthode de projection des prestations, au prorata des hypothèses les plus probables de la direction.

3. Évaluations de l'industrie pour 2007-2008

Durant l'exercice 2007-2008, on a estimé les coûts des participants des industries du gaz et de l'électricité pour l'exercice en se fondant sur les sommes prévues dans le budget. Les sommes évaluées dépassant les coûts réels sont rapprochées et constatées à titre de revenus reportés actuels. Le rapprochement de 2007-2008 sera utilisé pour réduire l'évaluation de l'exercice financier 2008-2009. Le calcul du recouvrement des coûts généraux réels, du rapprochement et des revenus reportés est détaillé dans les tableaux suivants.

Coûts liés au personnel et aux membres de la Commission	21 877 540 $
Experts-conseils et professionnels	3 325 381
Bien-fonds	2 248 992
Bureaux et administration	945 494
Médias et publications	702 888
Technologies de l'information	565 635
Réunions, séminaires et déplacements	443 176
Amortissement	2 071 390
Total des charges	32 180 496 $
Coûts du processus de réglementation, amortissement des revenus reportés à long terme liés aux immobilisations et autres revenus	(5 106 765)
Recouvrement des coûts généraux au 31 mars 2008	**27 073 731 $**

Recouvrement des coûts généraux (note 3a)	27 073 731 $	
Dépenses en immobilisations de 2007-2008 payées par la CEO	1 759 009	
Évaluation totale (réelle)		28 832 740 $
Évaluation totale (budget)		31 766 496
Réduction des dépenses en 2007-2008		(2 933 756) $
Rajustement de la réserve de fonctionnement (note 4)		90 348
Rapprochement de 2007-2008 au 31 mars 2008		**(2 843 408) $**

Rapprochement de 2007-2008 (note 3b)	2 843 408 $
Comptabilisation du 1er trimestre de 2008-2009	7 850 434
Revenus reportés actuels	**10 693 842 $**

3. Évaluations de l'industrie pour 2007-2008 (suite)

Les revenus liés aux dépenses en immobilisations sont reportés parce qu'ils ont été comptabilisés d'avance, à l'exception des améliorations locatives payées par le propriétaire qui ne sont pas incluses dans les évaluations. Dans le cadre des incitatifs de location compris dans le contrat de location, le propriétaire a payé 3 540 400 $ en améliorations locatives au nom de la Commission depuis l'entrée en vigueur du bail le 1er janvier 2005.

Valeur comptable nette des immobilisations en 2007-2008	8 151 556 $
Améliorations locatives payées par le propriétaire	(3 540 400)
Amortissement cumulé des améliorations locatives payées par le propriétaire	462 316
Report des revenus de 2007-2008 liés aux immobilisations	**5 073 472 $**

4. Réserve de fonctionnement

En sa qualité d'organisme autofinancé, la Commission a été autorisée à établir une réserve de fonctionnement équivalant à 15 % de l'évaluation annuelle actuelle, laquelle est rajustée chaque année. La réserve de fonctionnement doit être utilisée pour la gestion des flux de trésorerie et le maintien du fonds de roulement.

Réserve de fonctionnement de 2007-2008

Réserve de fonctionnement au 31 mars 2007	4 674 627 $
Rajustement de la réserve de fonctionnement	90 348
Réserve de fonctionnement au 31 mars 2008	**4 764 975 $**

5. Immobilisations

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette en 2008	Valeur comptable nette en 2007
Mobilier et équipement de bureau	2 342 130 $	1 219 178 $	1 122 952 $	1 579 125 $
Équipement informatique et logiciels afférents	6 257 558	3 127 866	3 129 692	2 717 264
Équipement audio-visuel	833 865	548 632	285 233	563 188
Améliorations locatives	4 150 122	536 443	3 613 679	3 866 324
	13 583 675 $	5 432 119 $	8 151 556 $	8 725 901 $

6. Avantages sociaux futurs des employés

a) La contribution de la Commission au Régime de retraite des fonctionnaires pour l'exercice 2007-2008 était de 1 127 813 $ (1 026 606 $ en 2007) et est comprise dans les coûts liés au personnel et aux membres de la Commission indiqués dans l'État des résultats de fonctionnement et de l'actif net.

b) Le régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire pour le président de la Commission comporte une obligation au titre des indemnités constituées de 249 584 $ (187 404 $ en 2007) et un passif au titre des prestations constituées de 230 301 $ (169 051 $ en 2007). Les charges afférentes de la Commission pour l'exercice s'élevaient à 61 250 $ (54 462 $ en 2007) et sont constatées dans les frais du personnel et des membres de la Commission. Aucune indemnité n'a été versée durant l'exercice (0 $ en 2007). Les hypothèses actuarielles significatives adoptées le 31 mars 2008 comprenaient un taux d'actualisation de 5,25 % (4,75 % en 2007).

c) La Commission n'est pas responsable du coût des avantages sociaux non liés à la pension après la retraite des employés. La responsabilité de ces coûts incombe à la province de l'Ontario, un apparenté.

7. Opérations entre apparentés et actif net

Le ministère de l'Énergie a offert une subvention ponctuelle de transition de 704 240 $ pour l'important transfert des employés du ministère à la Commission qui a eu lieu le 29 mars 2004.

8. Incitatif de location reporté et engagements dans les contrats de location-exploitation

Durant l'exercice 2004-2005, la Commission a conclu un engagement de preneur à bail pour ses bureaux, lequel comportait divers incitatifs de location. L'incitatif de location reporté représente les avantages des engagements pris dans un contrat de location-exploitation qui sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 15 ans, soit la durée du contrat.

Les changements des incitatifs de location reportés sont les suivants :

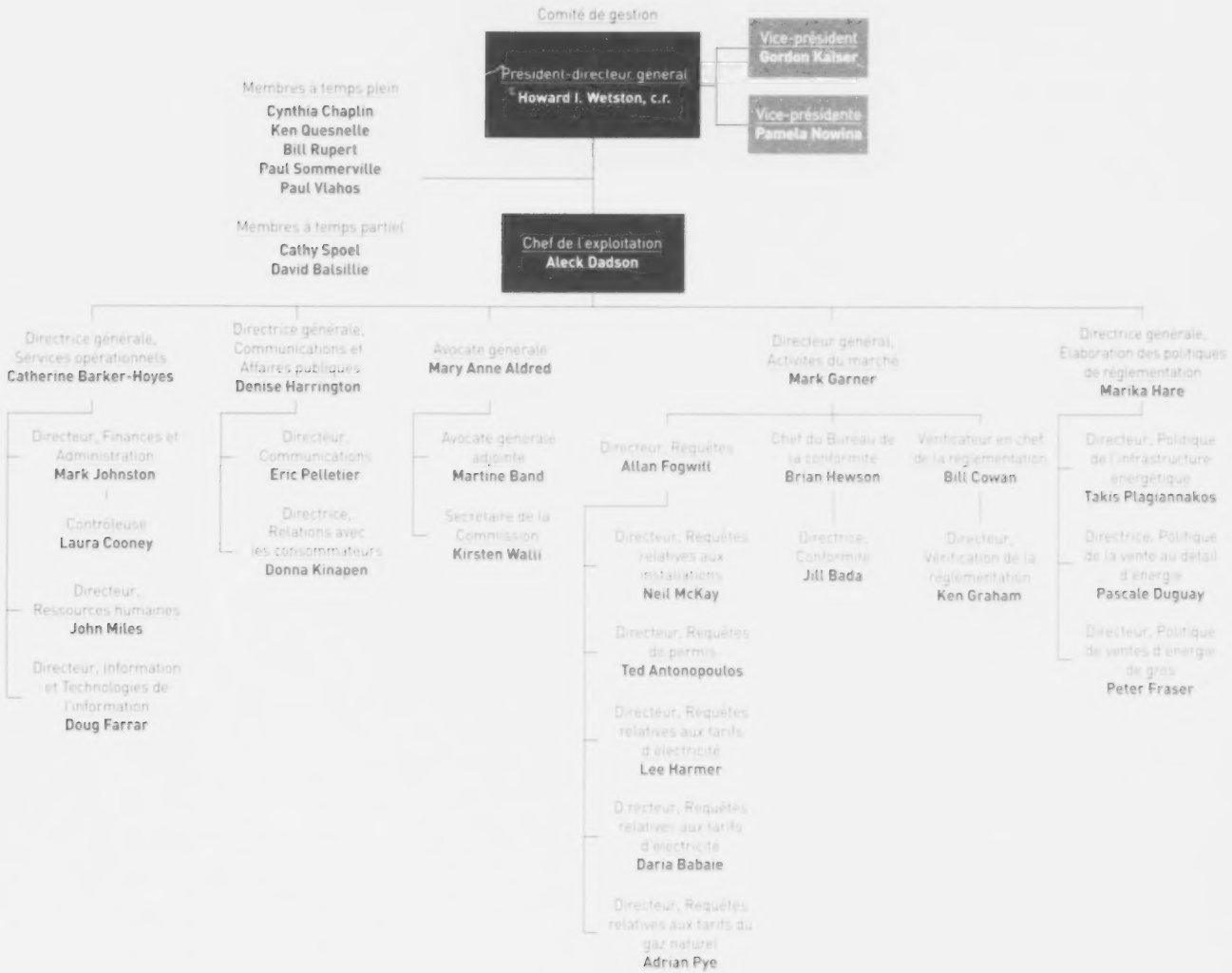
	2008	2007
Solde au début de l'exercice	4 311 803 $	3 736 219 $
Plus : Améliorations locatives	0	913 756
Moins : Amortissement des incitatifs de location reportés déduits des dépenses d'entretien de l'immeuble	(338 172)	(338 172)
Solde, à la fin de l'exercice	**3 973 631 $**	**4 311 803 $**

Les paiements annuels minimaux aux termes du contrat de location-exploitation pour les 11 prochaines années ainsi que les totaux sont les suivants :

2009	2 237 613 $
2010	2 347 993
2011	2 532 931
2012	2 617 843
2013 et par la suite	24 335 630
	34 072 010 $

ORGANIGRAMME DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

Au 31 mars 2008



Pour communiquer avec la Commission :

Commission de l'énergie de l'Ontario

C.P. 2319
2300, rue Yonge
27e étage
Toronto (Ontario) Canada
M4P 1E4
Téléphone : 416 481-1967
Numéro sans frais au Canada : 1 888 632-6273
Télécopieur : 416 440-7656
Courriel : info@oeb.gov.on.ca

Adresse du site Web

www.oeb.gov.on.ca

Centre des relations avec les consommateurs de la CEO :
Sans frais : 1 888 632-2727
À Toronto : 416 314-2455

Service de téléassistance du service des Activités du marché de la CEO :
416 440-7604

On peut se procurer des exemplaires du rapport annuel ainsi que d'autres publications en communiquant avec la Commission.